

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей»

УДК 622.691.4-045.52-026.565.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Милованова А.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М. С			

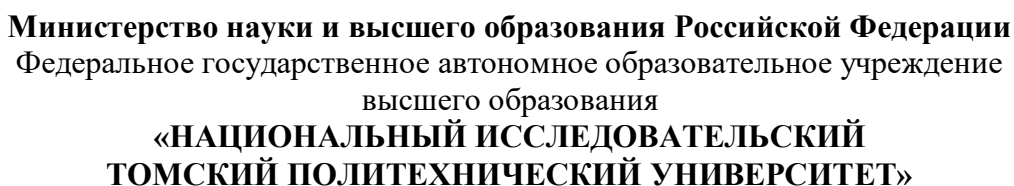
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными Компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".



Исходные данные для проведения расчета не
прочность: диаметр газопровода $d_e = 355$ мм,
материал ПЭ 80 SDR 11, максимальное рабочее
давление в газопровode $P = 0,4$ МПа,
минимальная температура стенок трубы при

	эксплуатации $t_e = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$, температурный перепад $\Delta t = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$, радиус упругого изгиба $\rho = 16,0\text{ м}$, сейсмические воздействия отсутствуют. Исходные данные для проведения расчет объема технологических потерь природного газа при аварии на газопроводе: абсолютное давление газа $P_a = 273200\text{ Па}$, время выброса газа $\tau = 30\text{ мин}$, условный диаметр пятого ответвления газопровода $d_y = 0,1308\text{ м}$, молярная составляющая азота $x_n = 0,012$
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Провести аналитический обзор нормативно-технической документации для определения основных объектов, входящих в состав сетей газораспределения, и выявления проблем, возникающих при их эксплуатации; определить основные направления повышения эффективности эксплуатации газораспределительных сетей; определить источники потерь природного газа и предложить мероприятия по снижению потерь; произвести гидравлический расчет газораспределительной сети; произвести прочностной расчет газопровода; произвести расчет объема технологических потерь природного газа по одному из источников.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т.Г., доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.12.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		17.12.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Милованова А.В.		17.12.19

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Миловановой А.В.

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расписать стоимость ресурсов по видам в соответствии с бюджетом НТИ
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Коэффициент доп. заработной платы 12%; районный коэффициент 30%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: – 30 % премии к заработной плате; – 20 % надбавки за профессиональное мастерство; – 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы. Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.
1. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Бюджет научно – технического исследования (НТИ): 1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования.

	5. Основная заработная плата исполнительской темы. 6. Дополнительная заработная плата исполнительской темы. 7. Отчисление во внебюджетные фонды. 8. Накладные ресурсы. 9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; 2. Расчет показателей ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Милованова А.В.		31.01.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Миловановой А.В.

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: сеть газораспределения природного газа (СГР).</p> <p>Область применения: предназначен транспорта природного газа, поступающего с ГРС до конечного потребителя.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих). <p>Основные нормативные документы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) 2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03 3. Инструкции по технике безопасности предприятия
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов	Анализ вредных факторов на СГР:

2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> – отклонения показателей климата на открытом воздухе и микроклимат производственных помещений на рабочем месте; – повышенный уровень шума на рабочем месте; – тяжесть и напряженность труда; – вредные вещества. <p>Анализ опасных факторов на СГР:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электробезопасность – взрывопожаробезопасность.
3. Экологическая безопасность:	<p>Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия СГР на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия СГР на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия СГР на литосферу (отходы); – решения по обеспечению экологической безопасности
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>При распределении газа, чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате неконтролируемого выброса природного газа, вызванного нарушением целостности и герметичности объектов СГР, приводящего к возникновению взрыва и развитию пожара или по причинам техногенного характера (аварии).</p> <p>Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по причинам природного характера (гроза, пожар).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.04.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		28.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Милованова А.В.		28.04.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	25.06.2020
---	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2020	Введение	5
28.01.2020	Обзор литературы	15
05.02.2020	Характеристика основных объектов, входящих в состав газораспределительных сетей	8
20.02.2020	Характеристика основных направлений повышения эффективности эксплуатации газораспределительных сетей. Анализ источников потерь природного газа и мероприятий по снижению потерь.	5
28.02.2020	Характеристика объекта исследования	6
04.03.2020	Гидравлический расчет сети газораспределения	5
21.03.2020	Расчет газопровода на прочность	8
12.04.2020	Расчет объема технологических потерь природного газа при аварии на газопроводе	15
11.05.2020	Финансовый менеджмент	9
11.05.2020	Социальная ответственность	9
17.05.2020	Заключение	6
27.05.2020	Презентация	9
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	К.Х.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	к.п.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 с., 30 рис., 29 табл., 46 источников.

Ключевые слова: газоснабжение, газораспределение, газораспределительная сеть, газопровод, технологические потери, утечки газа.

Объектом исследования является типовой участок газораспределительной сети (газопровод среднего давления).

Цель работы – изучение основных объектов, входящих в состав газораспределительных сетей и анализ возможных методов повышения эффективности эксплуатации газораспределительных сетей путем сокращения потерь природного газа.

В процессе исследования проводился анализ возможных технических решений по повышению эффективности эксплуатации газораспределительных сетей путем сокращения потерь природного газа.

В результате исследования был произведён гидравлический расчет тупикового газопровода среднего давления, расчет на прочность полиэтиленового газопровода, расчет объема технологических потерь природного газа при аварии на газопроводе вследствие его повреждения. Также были предложены технические решения по сокращению потерь природного газа по данному источнику потерь

Область применения: описанные технические решения по сокращению потерь природного газа распространены в обществах «Газпром Газораспределение» при эксплуатации сетей газораспределения.

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Милованова А.В.			Реферат	Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.					Листов
Консульт.							11
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					105
						ТПУ гр. 2Б6А	

Abstract

Final qualifying work 105 pages, 30 figures, 29 tables, 46 sources.

Keywords: gas supply, gas distribution, gas distribution network, gas pipeline, technical losses in natural gas distribution, gas leaks.

The object of the research is the typical section of gas distribution network (medium pressure gas distribution pipeline).

The purpose of the work is to indicate the main objects that gas distribution networks include and to analyze possible technical solutions for increasing the effectiveness of exploitation of gas distribution networks by minimizing natural gas losses.

In the course of the study, analysis of possible technical solutions for for increasing the effectiveness of exploitation of gas distribution networks by minimizing natural gas losses was carried out

As a result of the study, hydraulic calculation of medium pressure gas distribution pipeline, calculations of reliability of polyethylene gas distribution pipeline, calculation of volume of technical losses of natural gas were carried out. Also some solutions to minimize the losses were offered.

Application area: the described technical solutions for decreasing technical losses of natural gas can be applied in the company «Gazprom Gas distribution» in the operation of these networks.

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Милованова А.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					12	105
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 24856-2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ Р 53865-2019 Системы газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ 54983-2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация

ГОСТ Р 55474-2013 Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 2. Стальные газопроводы

ГОСТ Р 56019-2014 Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования

СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов

СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы

СТО Газпром РД 2.5-141-2005 Газораспределение. Термины и определения

СТО Газпром газораспределение 2.8-2013 Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Методика расчета эффективности энергосберегающих и инновационных мероприятий при разработке и реализации программ ОАО Газпром газораспределение

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Милованова А.В.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.					Листов
Консульт.							13
Рук-ль ООП		Брусник О. В.					105
					ТПУ гр. 2Б6А		

Определения

В данной работе приведены следующие термины с соответствующими определениями:

Газораспределительная система: Имущественный производственный комплекс, состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям.

Система газопотребления: Имущественный производственный и технологический комплекс, состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и использования газа в качестве топлива или сырья.

Сеть газораспределения: Единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя наружные газопроводы, сооружения, технические и технологические устройства, расположенные на наружных газопроводах, и предназначенный для транспортировки природного газа от отключающего устройства, установленного на выходе из газораспределительной станции, до отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления.

Сеть газопотребления: Единый производственно-технологическим комплексом, который включает в наружные и внутренние газопроводы, сооружения, технические и технологические устройства, газоиспользующее оборудование, размещенное на одной производственной площадке и предназначенное для транспортировки природного газа от отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления, до отключающего устройства перед газоиспользующим оборудованием.

Газопровод-ввод: Газопровод, проложенный от места присоединения к распределительному газопроводу до сети газопотребления.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вводный газопровод: Газопровод сети газопотребления, проложенный от места присоединения с газопроводом-вводом до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.

Распределительный газопровод: Газопровод, проложенный от источника газа до места присоединения газопровода-ввода.

Пункт редуцирования газа: Технологическое устройство сети газораспределения, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах независимо от расхода газа

Сокращения

СГР – сеть газораспределения;

ПРГ – пункт редуцирования газа;

АСУ ТП РГ – автоматизированная система управления технологическими процессами распределения газа;

ПРГ – пункт редуцирования газа;

ГРП – газорегуляторные пункты;

ГРПБ – блочные газорегуляторные пункты;

ГРПШ – шкафные газорегуляторные пункты;

ПРГП – подземные пункты редуцирования газа;

ГРУ – газорегуляторные установки

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение	19
1 Общие сведения о сетях газораспределения.....	21
1.1 Состав сетей газораспределения и газопотребления.....	21
1.2 Классификация газораспределительных систем	22
1.3 Классификация объектов сети газораспределения.....	23
1.3.1 Распределительные газопроводы	24
1.3.2 Пункты редуцирования газа	27
1.3.3 Арматура газораспределительных сетей.....	31
1.3.4 Сооружения на газопроводах.....	34
1.4 Оперативно-диспетчерский контроль	35
1.5 Приборы учета газа	38
2 Основные направления повышения эффективности эксплуатации газораспределительных сетей и выбор наиболее значимого.....	41
3 Технологические потери природного газа в газораспределительных сетях	43
3.1 Потери природного газа в газораспределительных сетях и их классификация.....	43
3.2 Методы выявления утечек	45
3.3 Источники потерь газа в газораспределительных сетях	47
3.4 Сокращение потерь природного газа на стадии проектирования	48
3.5 Сокращение потерь природного газа на стадии эксплуатации.....	51
4 Характеристика объекта исследования	54

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Милованова А.В.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					16	105
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О. В.						

5 Расчетная часть.....	55
5.1 Газодинамический (гидравлический) расчет	55
5.2 Расчет полиэтиленового газопровода на прочность.....	58
5.3 Расчет объема технологических потерь природного газа при аварии на газопроводе, связанной с частичным раскрытием газопровода	62
5.4 Мероприятия по сокращению выбросов природного газа при авариях на газопроводе.....	66
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	68
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	68
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	68
6.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	70
6.1.3 SWOT – анализ	71
6.2 Планирование научно – исследовательских работ	74
6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	74
6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	76
6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	77
6.3 Бюджет научно – технического исследования (НТИ).....	79
6.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование	79
6.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы	80
6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей	83
6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	84
6.3.5 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта .	85
6.4 Определение ресурсоэффективности проекта	85
7 Социальная ответственность	89

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
7.2 Производственная безопасность	91
7.2.1 Анализ вредных факторов	92
7.2.2 Анализ опасных факторов	94
7.3 Экологическая безопасность	95
7.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях	97
Заключение	100
Список использованных источников	102

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Введение

Актуальность. От месторождения до доставки конечному потребителю газ проходит долгий путь по газотранспортной системе, включающей в себя магистральные газопроводы, распределительные газопроводы сетей газораспределения и внутренние газопроводы сетей газопотребления. Основной задачей газотранспортных сетей является эффективное и бесперебойное обеспечение газом конечных потребителей.

В соответствии с политикой ПАО «Газпром» в области энергоэффективности и энергосбережения приоритетным направлением является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов, в том числе природного газа, транспортируемого по распределительным газопроводам. Эффективность использования природного газа заключается в сокращении расхода газа на технологические нужды, а также в сокращении утечек на объектах газораспределительных сетей в процессе его транспортирования. В структуре топливно-энергетического баланса газораспределительных организаций преобладает потребление природного газа (около 90 %), большая часть которого безвозвратно теряется вследствие технологических потерь [1].

Прямым результатом потерь природного газа являются бесконтрольные выбросы метана в процессе производственной деятельности, которые не только наносят ущерб экологии, но также приносят экономический ущерб газотранспортным компаниям и конечным потребителям газа.

Вопрос о наиболее эффективной стратегии сокращения потерь природного газа рассматривается авторами следующих статей: [1-3].

Исходя из выше изложенного, все работы, направленные на решение проблем, связанных с сокращением потерь природного газа в

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Милованова А.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					19	105
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

газораспределительном сегменте, являются актуальными.

Целью данной работы является изучение основных объектов, входящих в состав газораспределительных сетей и анализ возможных методов повышения эффективности эксплуатации газораспределительных сетей путем сокращения потерь природного газа.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие *задачи*:

- проведение литературного обзора по тематике ВКР;
- анализ публикаций по теме сокращения потерь природного газа в газораспределительных сетях;
- характеристика модельного объекта исследования;
- выполнение гидравлического расчета газопроводов сети газораспределения;
- выполнение прочностного расчета для выбранного объекта исследования;
- расчет объема потерь природного газа по выбранному источнику потерь;
- предложения по минимизации потерь по выбранному источнику.

Объект исследования: технология распределения газа

Предмет исследования: типовой участок газораспределительной сети (газопровод среднего давления).

					Введение	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись			

1 Общие сведения о сетях газораспределения

1.1 Состав сетей газораспределения и газопотребления

Сеть газораспределения транспортирует природный газ от отключающего устройства, установленного на выходе из газораспределительной станции, до отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления. Сеть газопотребления транспортирует природный газ от отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления, до отключающего устройства перед газоиспользующим оборудованием.

Граница между сетью газораспределения и сетью газопотребления проходит между газопроводом-вводом и вводным газопроводом [4]. В состав сети газораспределения входят распределительные газопроводы и газопроводы-вводы. Вводный газопровод является объектом сетей газопотребления.

Сеть газопотребления включает следующие объекты, приведенные на рисунке 1.

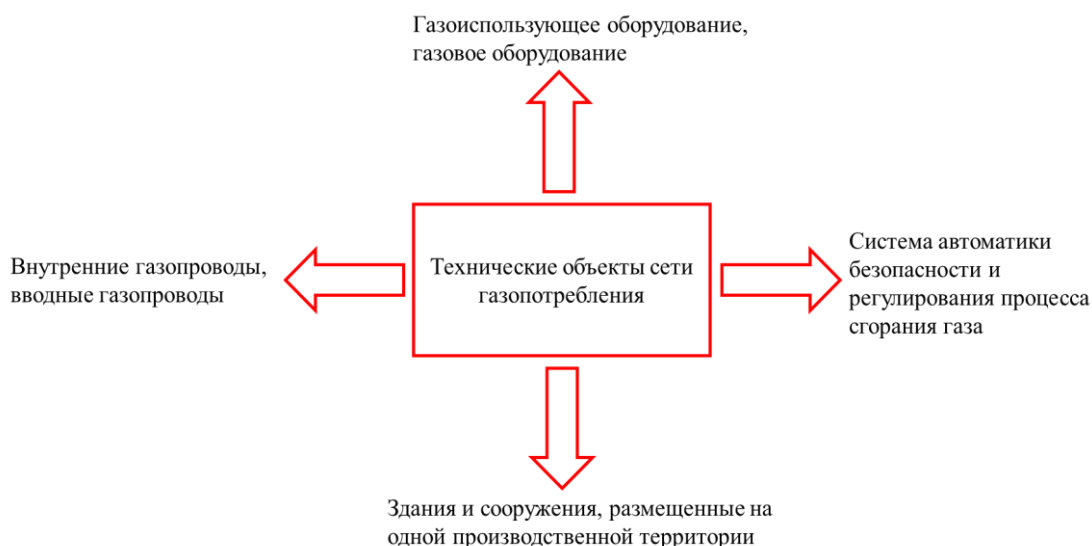


Рисунок 1 – Объекты сети газопотребления

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Милованова А.В.			Общие сведения о сетях газораспределения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					21	105
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Основные технические объекты сети газораспределения согласно [5] отображены на рисунке 2.

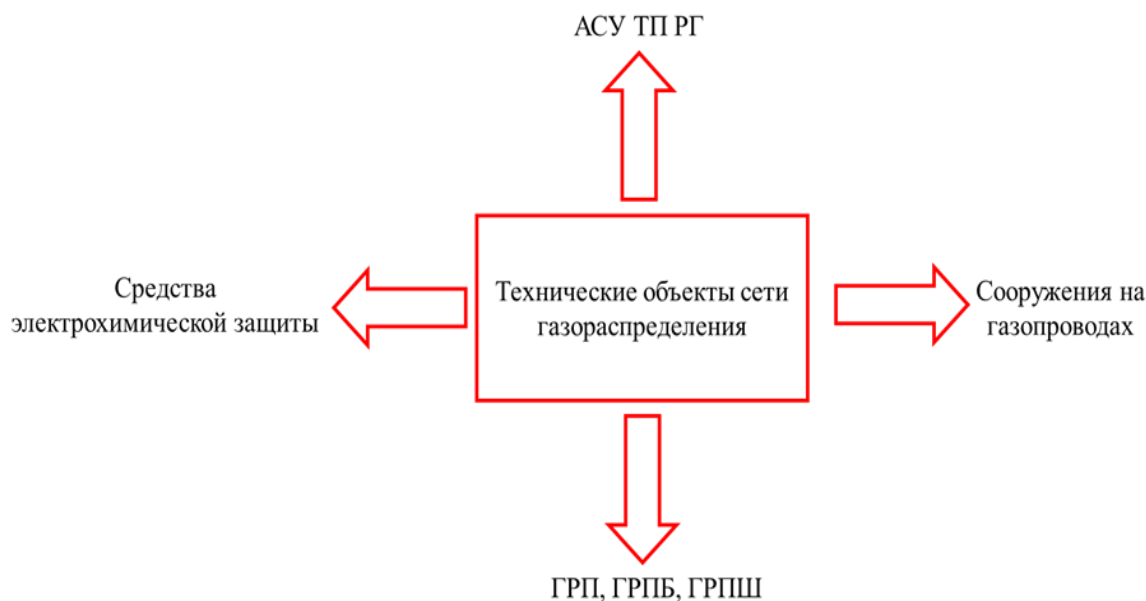


Рисунок 2 – Объекты сети газораспределения

1.2 Классификация газораспределительных систем

В соответствии с СП 42-101-2003 [6] можно выделить 2 основных критерия для классификации систем газораспределения: по числу ступеней регулирования давления и по принципу их построения (рисунок 3).

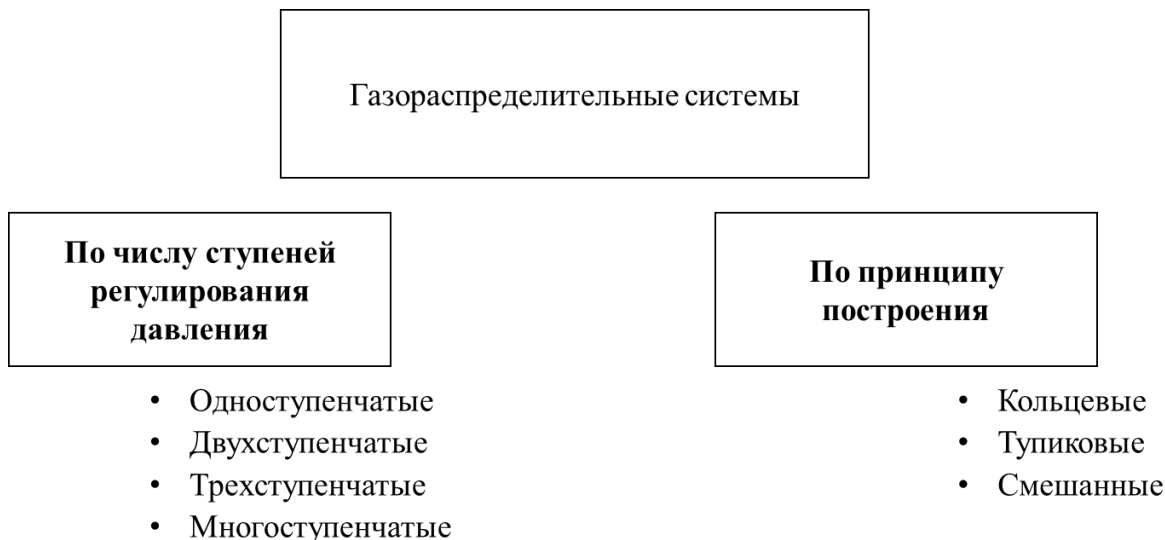


Рисунок 3 – Классификация газораспределительных систем

При использовании одноступенчатой системы распределения газ подается по газопроводам низкого давления. Многоступенчатая система представляет собой комбинацию газопроводов нескольких категорий

давления, например, двухступенчатая система включает в себя газопроводы низкого и среднего или низкого и высокого давления.

Многоступенчатые системы распределения газа в основном устанавливаются для крупных и средних населенных пунктов.

В малонаселенных городах или небольших микрорайонах в наиболее оптимальной газораспределительной системы является система распределения среднего давления с шкафными регуляторными пунктами у потребителя или у объединенной группы потребителей.

Одноступенчатые газораспределительные системы требуют значительных материальных вложений, поэтому в большинстве случаев они используются в малых населенных пунктах, обладающих компактной застройкой и располагающихся рядом с источниками газоснабжения.

На выбор газораспределительной системы того или иного принципа построения влияет ряд факторов, включающий в себя планировочный характер и плотность расположения зданий. Наиболее оптимальными вариантами построения газораспределительных систем являются кольцевой или смешанный [7]. Кольцевание сетей используют для повышения надежности, т.к. при возникновении аварии на одном из участков газоснабжение потребителей не прекращается. В основном кольцевыми делают сети среднего давления. В сетях низкого давления кольцевать следует только основные газопроводы, а второстепенные выполняются тупиковыми [8].

1.3 Классификация объектов сети газораспределения

Согласно [9] можно выделить следующую классификацию генеральной совокупности объектов, входящих в состав газораспределительной сети (рисунок 4).

					Общие сведения о сетях газораспределения	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

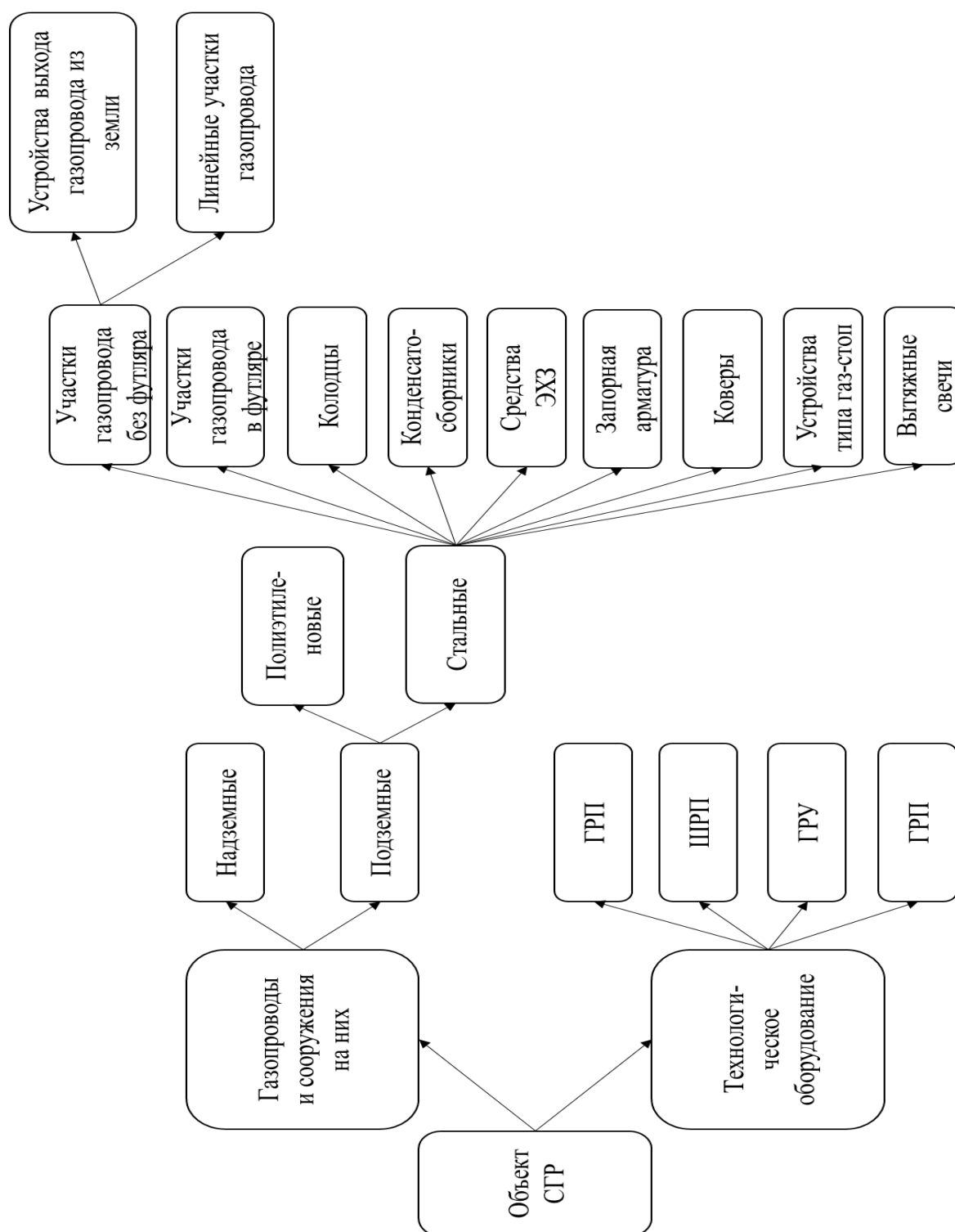


Рисунок 4 – Классификация объектов СГР

Далее рассмотрим особенности основных составных элементов.

1.3.1 Распределительные газопроводы

В соответствии с СП 62.133330.2011 [10] в зависимости от величины рабочего давления, при котором происходит транспорт газа,

распределительные газопроводы разделяются на четыре категории: низкого, среднего и высокого давления (таблица 1).

Таблица 1 – Классификация газопроводов по давлению

Классификация газопроводов по давлению, категория		Вид транспортируемого газа	Рабочее давление в газопроводе
Высокое	1	Природный	Св.0,6 до 1,2 включ.
		СУГ	Св. 0,6 до 1,6 включ.
	2	Природный и СУГ	Св. 0,3 до 0,6 включ.
Среднее	-	То же	Св. 0,005 до 0,3 включ.
Низкое	-	То же	До 0,005 включ.

Газопроводы высокого давления 1 категории подводят газ потребителям промышленного сектора, которым требуются значительные объемы газа под стабильно высоким давлением. Газопроводы высокого давления 2 категории имеют аналогичное назначение, однако по ним транспортируются меньшие объемы газа.

Газопроводы среднего давления обеспечивают топливом общественные постройки, которые нуждаются в повышенном объеме топлива.

Также газопроводы трех первых категорий используются для перекачки газа до газораспределительных станций.

Газопроводы низкого давления нашли свое распространение при поставке газа бытовым потребителям. Использование трубопроводов данной категории для указанных целей обусловлено требованиями безопасности, так как большая часть бытового оборудования рассчитана именно на такие характеристики подачи газа.

Распределительные газопроводы могут быть наружной, подземной, подводной или надземной прокладки [10] (рисунок 5).



Рисунок 5 – Виды прокладки распределительных газопроводов

Распределительные газопроводы могут быть изготовлены полиэтиленовых, стальных и медных труб. Выбор материала труб зависит от способа прокладки, рабочего давления в газопроводе, а также его расположения.

Полиэтиленовые газопроводы могут применяться при строительстве межпоселковых газопроводов давлением не более 1,2 МПа; газопроводов от ГРС до линии перспективной застройки населенного пункта давлением не более 1,2 МПа; распределительных газопроводов давлением не более 0,6 МПа на территории населенного пункта.

Стальные газопроводы применяются для наружной прокладки для всех давлений для природного газа и до 1,6 МПа включительно - для СУГ. Стальные трубы могут быть изготовлены из спокойной углеродистой и низколегированной стали, из полуспокойной и кипящей углеродистой сталей. Область применения каждого отдельного вида стали зависит от местоположения газопровода, минимальной температуры эксплуатации,

номинального диаметра, номинального давления [11]. По способу изготовления стальные трубы подразделяются на бесшовные и сварные.

Газопроводы из медных труб и их соединительные детали могут применяться для наружной прокладки при низком давлении природного газа. Допускается применение медных круглых, тянутых, холоднокатаных труб общего назначения для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики. Соединения медных труб выполняются неразъемными на пайке. Медные трубы обладают высокой коррозионной стойкостью, герметичность и малой шероховатостью стенок, что способствует меньшим потерям давления.

Основные проблемы, возникающие при эксплуатации газопроводов из стали, заключаются в негерметичности разъемных соединений газопроводов с запорно-регулирующей арматурой. Также в связи с высокой теплопроводностью стали стальные трубы подвержены коррозии и образованию конденсата.

Полиэтиленовые трубы, наоборот, отличаются высокой коррозионной стойкостью, однако они, в основном, применяются при подземной прокладке, т.к. они разрушаются под действием ультрафиолетовых лучей. Полиэтиленовые газопроводы также имеют низкие показатели эквивалентной шероховатости стенок труб, что объясняет меньшие потери давления на трение.

1.3.2 Пункты редуцирования газа

В соответствии с [10] для снижения и поддержания давления газа в сетях газораспределения в заданных пределах независимо от расхода газа предусматривают установку пунктов редуцирования газа. Выделяют несколько типов конструкций ПРГ в зависимости от размещения оборудования в нем. Согласно ГОСТ Р 56019-2014 [12] и ГОСТ 53865-2019 [13] различают следующие типы ПРГ, указанные на рисунке 6.

					Общие сведения о сетях газораспределения	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

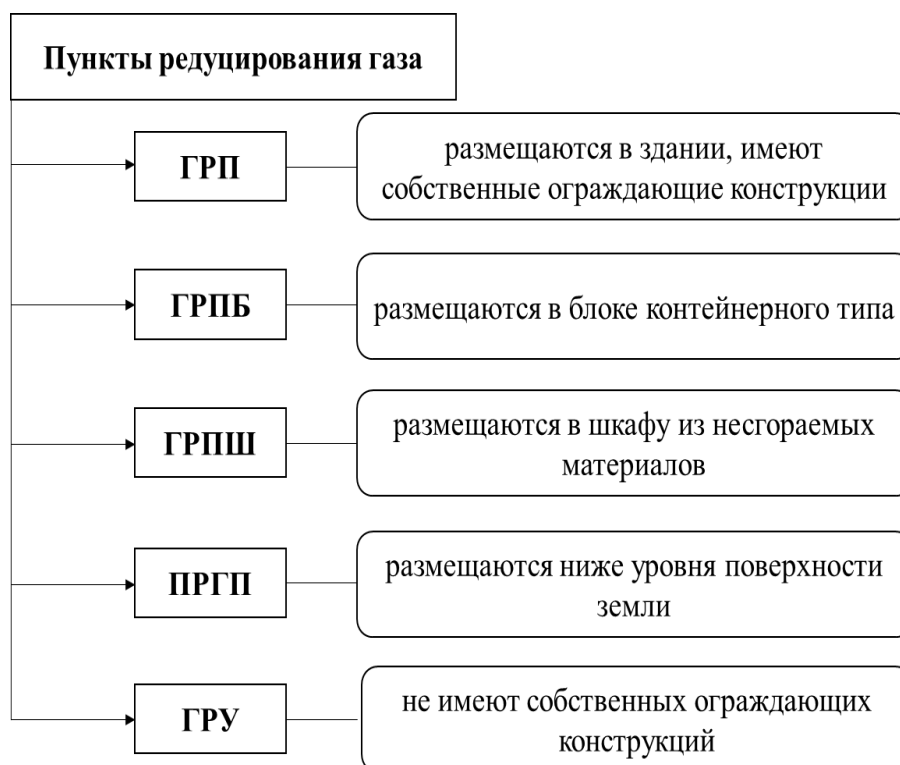


Рисунок 6 – Пункты редуцирования газа

В состав ПРГ входят основная и обводная (байпас) линии. На основной линии располагаются следующие элементы: фильтр, предохранительный запорный клапан, регулятор давления, предохранительный сбросной клапан. Помимо перечисленных элементов, в состав ПРГ также входят узлы учета расхода газа и контрольно-измерительные приборы [10]. Обобщенная схема устройства ПРГ представлена на рисунке 7.

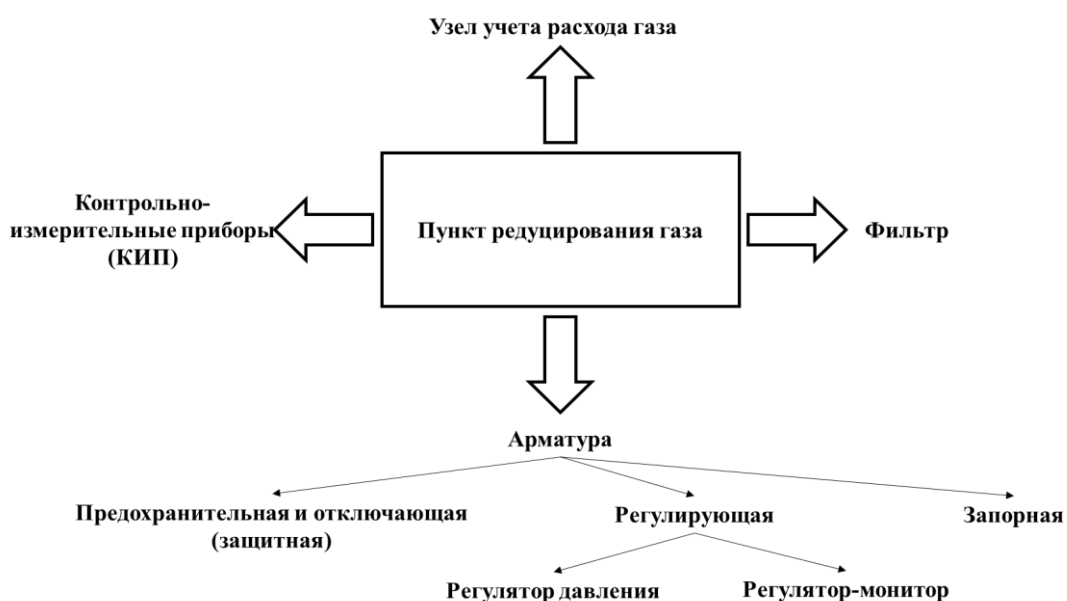


Рисунок 7 – Состав пункта редуцирования газа

Газовое оборудование в газорегулирующих блоках ГРП, ГРПБ и ГРУ располагают в строгой последовательности [6], приведенной на рисунке 8.

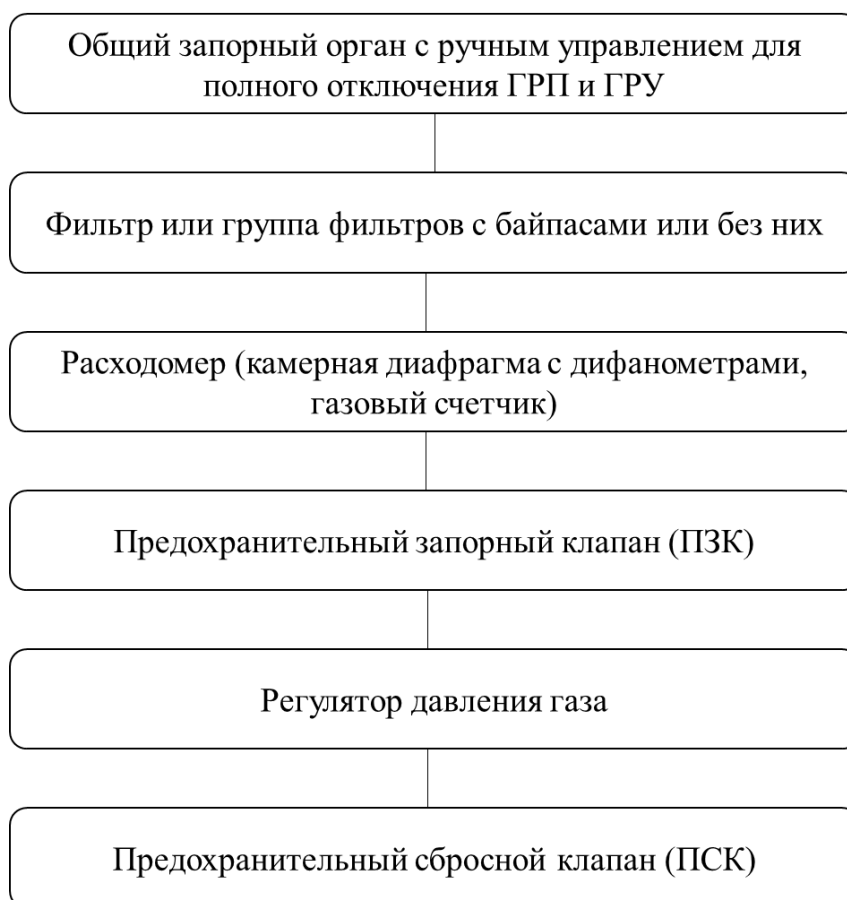


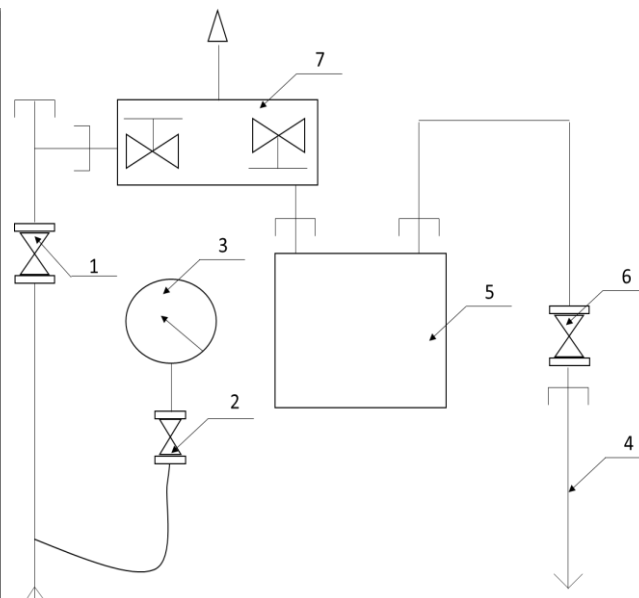
Рисунок 8 – Последовательность расположения газового оборудования в ГРП, ГРПБ и ГРУ

Современные газораспределительные сети оборудуются пунктами редуцирования газа следующих предприятий-изготовителей: ООО «Завод ПГО «Газовик», ООО «Эльстер Газэлектроника», ООО «Газ-Сервис», ООО ПКФ «Экс-Форма», ООО ЭПО «Сигнал» и др. В основном ГРП данных производителей имеет одну или две основные и резервные линии редуцирования, регуляторы на разные категории давления, счетчики для учета количества газа.

Рассмотрим наиболее простой пункт редуцирования газа с узлом учета газа «Газовичок-10(25)» с одной линией редуцирования (рисунок 9).



а)



б)

Рисунок 9 – Внешний вид пункта редуцирования газа с узлом учета
«Газовичок-10 (25) (а) и его пневматическая функциональная схема (б):

1 – кран шаровой; 2 – кран под манометр; 3 – входной манометр; 4 – штуцер; 5 – счетчик
газа; 6 – кран шаровой; 7 – регулятор давления газа.

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование параметра	Газовичок-10(25)
Рабочая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Диапазон входных давлений, МПа	0,01-0,6
Давление газа на выходе, МПа	0,002
Пропускная способность, м ³ /ч	10(25)
Регулятор давления	«Домовенок 10(25)»
Присоединительные размеры, дюйм:	
входного патрубка	G ¾
выходного патрубка	G1 ¼
Масса, кг	
со счетчиком ВК-Г6	25
со счетчиком «ГРАНД-10Т»	30
Климатическое исполнение	У1 по ГОСТ 15150

Надежность и безопасность эксплуатации пунктов редуцирования газа зависит от надежности каждого отдельного элемента. При эксплуатации ПРГ производится постоянный контроль уровня засоренности фильтров, т.к.

недостаточность фильтрации приводит к образованию твердых механических частиц, которые могут повреждать запорно-регулирующую арматуру, что неизбежно может привести к утечкам газа. Также утечки газа могут образовываться в местах разъемных соединений оборудования ПРГ и арматуры.

1.3.3 Арматура газораспределительных сетей

Выделяют два способа установки арматуры: подземная и надземная. Подземная установка подразумевает собой установку арматуры в грунте. Арматура в грунте может устанавливаться как в специально оборудованных колодцах, так и без них. При надземной установке арматура размещается на специально обустроенных площадках (для подземных газопроводов), на стенах зданий, а также на надземных газопроводах, прокладываемых на опорах [6].

На распределительных газопроводах предусматривается установка запорной, регулирующей, предохранительной, обратной и разделительной арматуры [10, 14]. Классификация арматуры по функциональному назначению представлена на рисунке 10.

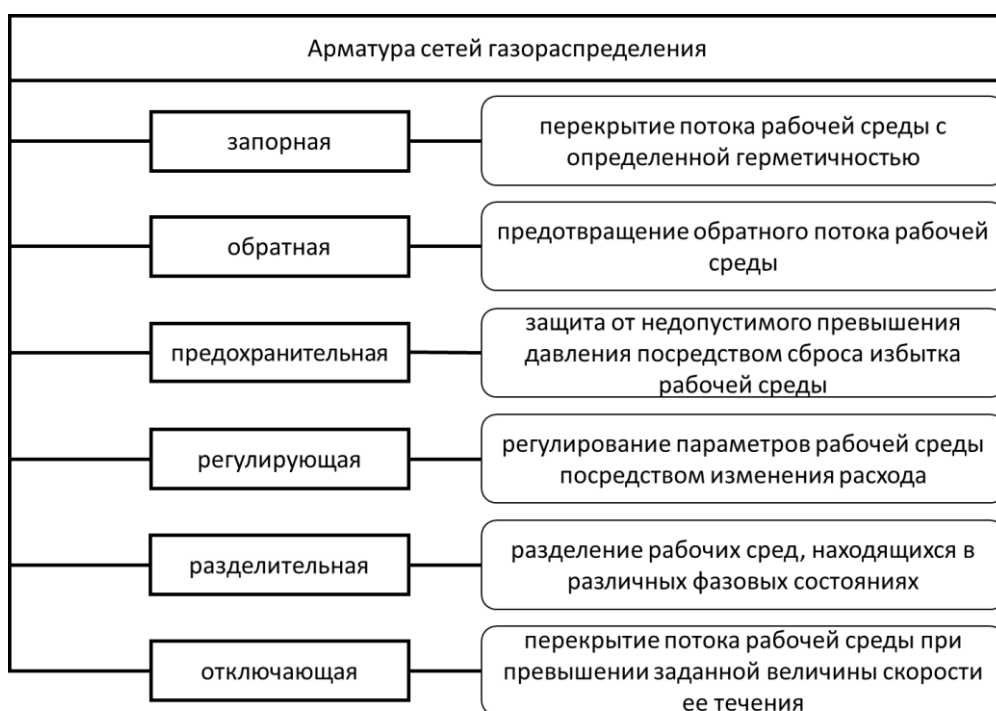


Рисунок 10 – Виды арматуры и их основное назначение

Также может быть установлена арматура комбинированного типа, сочетающая в себе функции нескольких видов арматур (рисунок 11).



Рисунок 11 – Арматура комбинированного типа и ее основное назначение

При проектировании стальных и полиэтиленовых газопроводов рекомендуется предусматривать типы запорной арматуры, приведенные в таблице 3 [6].

Таблица 3 – Тип арматуры и область ее применения

Тип арматуры	Область применения
Краны конусные натяжные	Наружные надземные и внутренние газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 0,005 МПа
Краны конусные сальниковые	Наружные и внутренние газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа, паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа
Краны шаровые, задвижки, клапаны (вентили)	Наружные и внутренние газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа, паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа



а)



б)

Рисунок 12 – Арматура, устанавливаемая на газопроводах: кран шаровой (а) и клапан предохранительный полноподъемный пружинный фланцевый 17с28нж (б)

Выделяют несколько типов уплотнений для запорно-регулирующей арматуры:

- сальниковые;
- бессальниковые;
- мембранные (мембрана выполняет роль уплотнения);
- сильфонная (в качестве уплотнения используется сильфон, представляющий собой упругую гофрированную оболочку из композиционных материалов) [8].

Для уплотнения соединений в газораспределении широко применяются паронитовые прокладки и сальниковые уплотнения. Однако оба эти материала являются негерметичными. Негерметичность материала уплотнения создает утечки газа, что напрямую влияет на эффективность эксплуатации всей системы в целом [15].

1.3.4 Сооружения на газопроводах

Основным назначением сооружений на газопроводе является защита основных элементов СГР от различных повреждений. Однако сами сооружения также могут являться причинами, снижающими надежность системы в целом.

Среди основных проблем, возникающих при эксплуатации сооружений на газопроводе можно выделить следующие [16]:

- герметичность резьбовых соединений трубок конденсатосборников;
- перекосы и оседания коверов, крышек газовых колодцев (может приводить к возникновению утечек газа);
- уплотнения защитных футляров;
- коррозионные повреждения сооружений на газопроводах;
- механические повреждения сооружений на газопроводах.

В [6] приведен основной перечень сооружений на газопроводах и назначение каждого элемента (рисунок 13).



Рисунок 13 – Сооружениях на газопроводах и их назначение



Рисунок 14 – Газовый ковер (ООО «Гермес»)

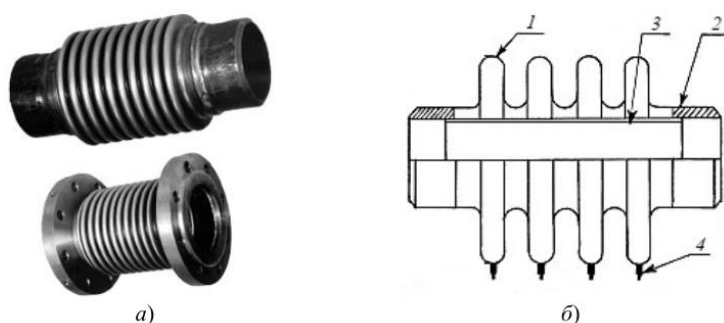


Рисунок 15 – Внешний вид (а) и конструкция (б) сильфонного компенсатора:

1 – сильфон; 2 – патрубок; 3 – внутренняя обечайка; 4 – дренажная трубка

1.4 Оперативно-диспетчерский контроль

Для осуществления оперативного контроля за технологическим процессом распределения газа применяются автоматизированные системы управления технологическими процессами распределения газа (АСУ ТП РГ).

В соответствии с [6] АСУ ТП РГ имеет верхний и нижний уровень. Основные элементы каждого уровня представлены на рисунке 16. Верхний уровень АСУ ТП РГ реализуется в ЦДП, в состав которого могут входить один или несколько автоматизированных рабочих мест. Все АРМ связаны между собой локальной вычислительной сетью.

В случае если АСУ ТП РГ имеет несколько уровней, предусматривается наличие промежуточных пунктов управления,

					Общие сведения о сетях газораспределения	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

управляемых ЦДП. ППУ в свою координируют работу контролируемых пунктов.



Рисунок 16 – Структурная схема АСУ ТП РГ

Для безопасной и бесперебойной работы газораспределительных систем необходим контроль огромного количества параметров, основные из которых представлены на рисунке 17 [17].



Рисунок 17 – Основные контролируемые параметры газораспределительных сетей

Для контроля представленных выше параметров газораспределительные сети оборудуются датчиками давления, расходомерами, датчиками температуры, сигнализаторами загазованности. Данные устройства имеют название «полевые устройства».

В [17] представлен краткий алгоритм работы АСУ ТП РГ на базе системы SCADA.

Вся информация, собранная полевыми устройствами, передается на промышленный логический контроллер (ПЛК). ПЛК управляет газопроводной арматурой в соответствии с полученными результатами и передает информацию на следующий уровень системы – уровень оперативного управления. На уровне оперативного управления переданная информация принимается операторами и разработчиками АРМ и далее передается на центральный диспетчерский пункт (рисунок 18).

В свою очередь ЦДП при помощи исполнительных и управляющих устройств, установленных на объектах газораспределительной сети, регулирует параметры технологического процесса распределения газа. Для осуществления данного процесса управления отключающими устройствами применяются задвижки и предохранительные клапаны с возможностью дистанционного управления. Давления газа регулируется переключаемыми или плавнонастраиваемыми регуляторами управления [18].

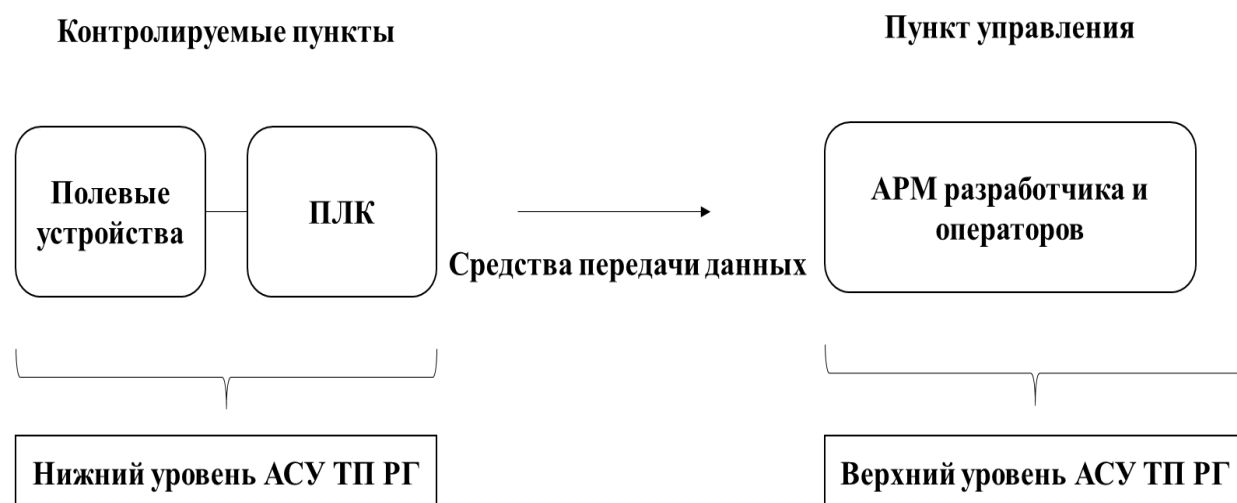


Рисунок 18 – Краткий алгоритм работы АСУ ТП РГ

1.5 Приборы учета газа

Для измерения расхода газа в газораспределительных сетях применяются расходомеры-счетчики различных типов (классификация приведена на рисунке 19) [17].

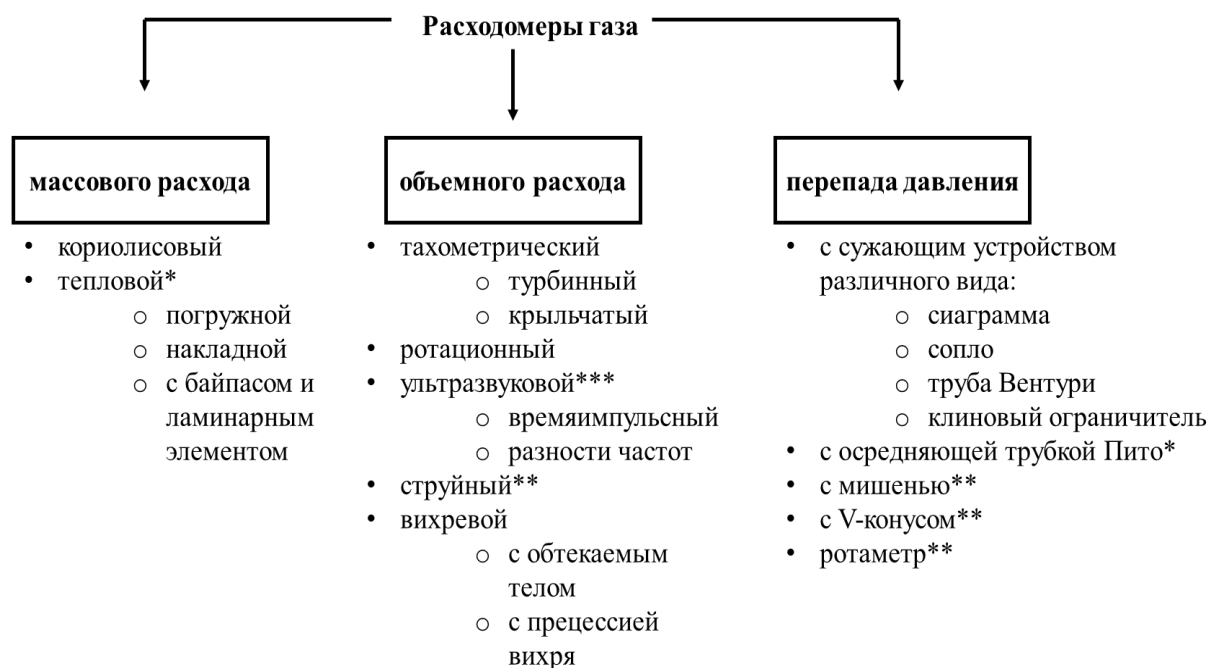


Рисунок 19 – Классификация расходомеров газа по принципу действия:

* - расходомеры, не допускаемые к применению в узлах коммерческого учета; ** - расходомеры, не включенные в СТО Газпром 5.32-2009; *** - расходомеры, допускаемые к применению в узлах коммерческого учета при некоторых условиях

Наиболее часто для коммерческих измерений объема газа используются турбинные, диафрагменные, вихревые и ротационные расходомеры счетчики, что объясняется их высокой точностью измерения, широким диапазоном измеряемых расходов, высоким быстродействием, а также небольшими длинами прямых участков трубопроводов, требуемых для установки СГР. Примером счетчика, применяемого на реальных объектах сетей газораспределения для измерения расходов газа, может являться счетчик ВК-G6T.

ВК-G6T – счетчик газа диафрагменного типа. Счетчик состоит из следующих элементов:

- корпуса с патрубками, выполненного из двух половин, соединённых механическим способом;
- мерных диафрагм, размещённых в камерах;
- шиберной системы распределения с золотниками;
- кривошипного модуля;
- счётного роликового механизма, размещённого в отдельном отсеке верхней половины корпуса;
- механического устройства, корректирующего температурные показатели измеряемой среды, выполненного из биметаллического материала (рисунок 20).



Рисунок 20 – Счетчик газа BK-G6T

Счетчик имеет следующий принцип работы. Поступая через входной патрубок под давлением, газ поочередно двигает диафрагмы в каждой из камер. Движение передаётся через шатуны на счётный узел, преобразовываясь во вращение роликов, отсчитывающих показания. Распределительная система с золотниками обеспечивает попеременное срабатывание обеих мембран, возвращающихся в исходное положение, благодаря естественной упругости материала изготовления.

В ходе проведенного литературного обзора были обозначены границы сети газораспределения и выделены основные объекты газораспределительных сетей и элементы, входящие в их состав. Элементы газораспределительной сети, основной задачей которых является обеспечение бесперебойной поставки газа

					Общие сведения о сетях газораспределения	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

потребителям, имеют свои слабые стороны, которые негативно сказываются на технологических процессах распределения газа, тем самым снижая эффективность эксплуатации всей системы.

2 Основные направления повышения эффективности эксплуатации газораспределительных сетей и выбор наиболее значимого

В качестве основных направлений повышения эффективности эксплуатации сетей газораспределения можно выделить следующие:

- надежность и безопасность объектов и оборудования СГР;
- повышение гидравлической эффективности газопроводов;
- повышение энергетической эффективности СГР.

Надежность и безопасность объектов и оборудования СГР может быть достигнута при снижении числа отказов и аварийных ситуаций. Повышение гидравлической эффективности достигается увеличением пропускной способности газопроводов и снижением потерь давления. Повышение энергетической эффективности может быть достигнуто при снижении потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

В качестве основных ТЭР в сетях газораспределения используются природный газ, электроэнергия, дизельное топливо, СУГ и бензин. Однако большая часть потребления приходится на природный газ. Природный газ используется на нужды основного и вспомогательного производства, что составляет около 18 процентов от всего расхода газа. Оставшаяся часть газа безвозвратно теряется в ходе технологических потерь [1].

Неконтролируемые утечки газа, которые является основной причиной возникновения технологических потерь, не только имеют отрицательный эффект на экономику предприятия, но также оказывают огромное влияние на надежность и безопасность объектов и оборудования СГР. Надежность и безопасность объектов и оборудования СГР напрямую зависит от возникновения утечек газа.

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Милованова А.В.			Основные направления повышения эффективности эксплуатации сетей газораспределения и выбор наиболее значимого	Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.					41
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А	
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
							Листов
							105

Для того, чтобы минимизировать технологические потери, нужно выявить основные источники потерь и причины их появления. Далее будет проведен анализ причин возникновения потерь и возможности их минимизации на стадии проектирования и эксплуатации.

					Основные направления повышения эффективности эксплуатации сетей газораспределения и выбор наиболее значимого	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Технологические потери природного газа в газораспределительных сетях

3.1 Потери природного газа в газораспределительных сетях и их классификация

Величина потерь газа зависит от геометрического объема сетей, давления газа и коэффициента негерметичности [19]. В настоящее время существует два основных подхода к оценке потерь природного газа. Первый подход заключается в расчете потерь по эмпирическим формулам в соответствии с действующей НТД. Второй подход включает в себя измерение потерь с последующей статистической обработкой при помощи предназначенного для этих целей оборудования на реальных объектах-представителях газораспределительной системы.

В соответствии с [2] можно выделить следующую классификацию потерь газа, изображенную на рисунке 21.

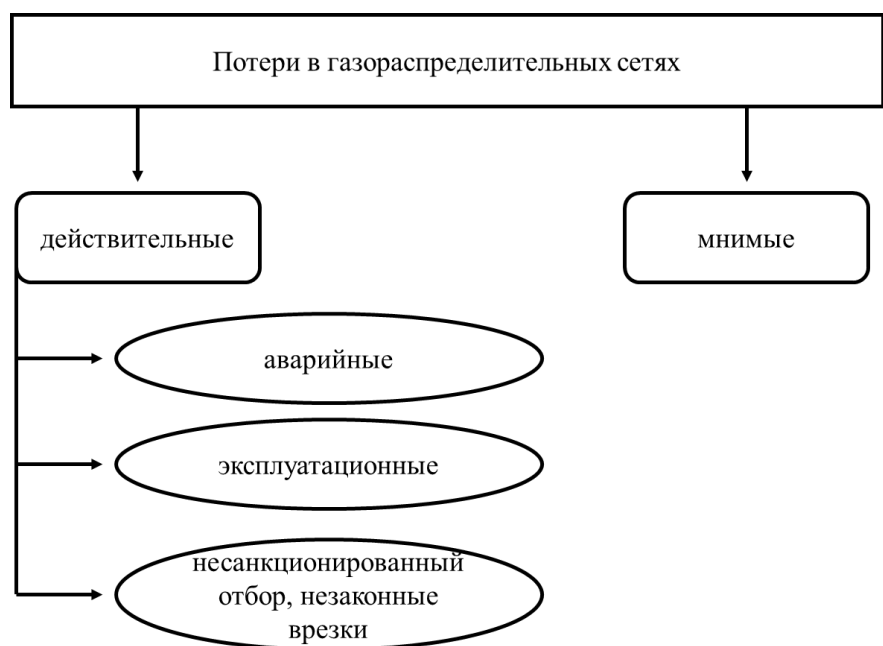


Рисунок 21 – Классификация потерь газа в газораспределительных сетях

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологические потери природного газа в газораспределительных сетях	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Милованова А.В.						
Руковод.		Чухарева Н.В.					43	105
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Согласно [13] действительные потери газа в газораспределительных сетях обуславливаются негерметичностью разъемных соединений, негерметичностью объектов сетей газораспределения, проведением сливно-наливных операций на газонаполнительных станциях (ГНС), газонаполнительных пунктах (ГНП), автомобильных газозаправочных станциях (АГЗС), резервуарных установках (эксплуатационные потери). К действительным потерям также относят аварийные выбросы при повреждении сети газораспределения.

Мнимые потери представляют собой количество газа, полученное и полезно используемое потребителем, но неучтенное (и поэтому неоплаченное) вследствие несовершенства методов контроля и учета расхода газа. Мнимые потери чаще всего возникают в сетях газопотребления.

Технологические потери складываются из действительных и мнимых потерь природного газа. Действительные потери напрямую создают выбросы в окружающую среду, в то время как мнимые потери, называемые также разбалансом газа, представляют собой виртуальную величину. Разбаланс газа появляется вследствие существующего несовершенства приборов учета газа, а также в ходе их некорректной работы. Свой вклад в величину разбаланса также вносят аварийные ситуации, изменение режимов перекачки газа, ремонтные и поверочные работы при снятых счетчиках газа, некорректный учет у потребителей. Мнимые потери газа могут иметь как отрицательное, так и положительное значение.

Величину технологических потерь природного газа можно записать в виде следующей формулы:

$$Q_{\text{ТП}} = Q_{\text{ут}} + Q_{\text{нб}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{ут}}$ - утечки газа, представляющие собой неорганизованное поступление в атмосферу газа в виде ненаправленных потоков в результате негерметичности оборудования, м³/с;

$Q_{нб}$ - мнимые потери газа, обусловленные небалансом системы учета газа, которые носят случайный характер, м³.

3.2 Методы выявления утечек

Своевременное выявление утечек на объектах газораспределительных сетей газораспределительными организациями позволяет снизить технологические потери природного газа, а также снизить уровень вреда окружающей природной среде. На газопроводах выявление утечек происходит в ходе технического мониторинга охранных зон. На ПРГ утечки обнаруживаются в ходе технического мониторинга и технического обслуживания. Выявления утечек осуществляется методами, представленными на рисунке 22.



Рисунок 22 – Методы выявления утечек

В случаях, когда рассеивание утечки происходит на значительных высотах, выявить утечку традиционными методами не представляется возможным. Для этого применяется наиболее совершенные приборы, например, лазерные детекторы метана, позволяющие распознать утечку без контакта с загазованной средой [20].



Рисунок 23 – Лазерный детектор метана, предназначенный для размещения на стационарной опоре или транспорте



Рисунок 24 – Компактный лазерный детектор метана

					Технологические потери природного газа в газораспределительных сетях	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3 Источники потерь газа в газораспределительных сетях

Наибольшая часть потерь природного газа в сетях газораспределения приходится на потери в пунктах редуцирования газа и потери в линейной части. Значительная часть потерь связана с негерметичностью существующего оборудования, т.к. любое оборудование с герметизацией в области стыка двух поверхностей имеет потенциал для утечки. Доля потерь также приходится на аварийные ситуации, вызываемые рядом факторов, например, коррозией оборудования и газопроводов, а также незаконным хищением газа третьими лицами.

На основе статей [1, 3, 21-23] был составлен список объектов СГР и причин возникновения потерь по каждому из них (таблица 4).

Таблица 4 – Возможные причины возникновения потерь природного газа на объектах СГР

Объект сети газораспределения	Причина возникновения потерь
Пункты редуцирования газа	<ul style="list-style-type: none">– отсутствие газовых фильтров или их некорректная работа в процессе эксплуатации вследствие недостаточного контроля уровня засоренности фильтрующего элемента;– негерметичность отключающих устройств, в том числе вследствие механического повреждения твердыми частицами, которые образуются в результате недостаточной фильтрации;– негерметичность соединений ПРГ с наружными газопроводами;– коррозионные повреждения конструкции ПРГ;– срабатывание предохранительной арматуры ПРГ, вследствие которого происходит принудительный выброс природного газа.
Газопроводы	<ul style="list-style-type: none">– коррозионные повреждения газопроводов вследствие некорректной работы средств электрохимической защиты и повреждения изолирующих покрытий;

Продолжение таблицы 4

	<ul style="list-style-type: none"> – механические повреждения газопроводов вследствие наезда техники; – негерметичность соединений (резьбовых, муфтовых, сварных) газопроводов с другими объектами СГР; – несанкционированное хищение газа; – дефекты сварных швов; – заводские дефекты
Запорная арматура (пробковые и шаровые краны, задвижки, вентили)	<ul style="list-style-type: none"> – негерметичность вследствие конструкционных особенностей – негерметичность вследствие эксплуатации (образование трещин, свищей, перекосов); – сальниковые и фланцевые уплотнения
Сооружения на газопроводах	<ul style="list-style-type: none"> – негерметичность соединений с другими объектами газораспределительных сетей; – коррозионные и механические повреждения

Исходя из данных таблицы 4 можно выделить следующие группы источников потерь газа в СГР:

- негерметичные разъемные соединения газопроводов и технических устройств СГР;
- потери на ПРГ, связанные с недостатками существующих конструкций и негерметичностью;
- несанкционированное использование газа;
- негерметичность арматуры;
- механические и коррозионные повреждения газопроводов и объектов СГР;
- аварийные выбросы.

3.4 Сокращение потерь природного газа на стадии проектирования

Основной задачей на стадии проектирования является минимизация потерь природного газа на объектах газораспределительных сетей. Потери на

некоторых объектах невозможно полностью исключить, однако в таком случае возникает вопрос о том, как можно свести эти потери к минимальным значениям.

Определение потерь вследствие негерметичности разъемных соединений не представляется возможным по следующим причинам: невозможность определения конкретного негерметичного соединения и невозможность определения фактических объемов утечки в каждом соединении. По этим причинам невозможным является и предсказание вероятностей возникновения утечек, а, следовательно, и применение предупредительных мероприятий во время обслуживания.

Основываясь на [2, 3, 24], можно выделить ряд источников потерь природного газа, для каждого из которых будут рассмотрены мероприятия для полного исключения потерь либо их минимизации (таблица 5).

Таблица 5 – Мероприятия по сокращению потерь природного газа на стадии проектирования

Источник потерь природного газа	Предлагаемые мероприятия
Негерметичность разъемных соединений газопроводов и технических устройств сетей газораспределения	<ul style="list-style-type: none"> – минимизации количества разъемных соединений газопроводов и технических устройств, выбираемых на этапе проектирования сети газораспределения; – повышения герметичности разъемных за счет подбора и применения для герметизации разъемных соединений надежных современных уплотнительных материалов;
ПРГ	<ul style="list-style-type: none"> – применение оборудования с увеличенными сроками между техническим обслуживанием и текущим ремонтом; – оснащение регулирующим оборудованием в прогрессивной компоновке с последовательной установкой регулятора-монитора и регулятора

Продолжение таблицы 5

Несанкционированное использование газа, транспортируемого по сетям газораспределения	<ul style="list-style-type: none"> – применение газопроводов из полиэтиленовых труб с токопроводящими элементами. В случае нарушения целостности токопроводящего элемента при врезке в газопровод соответствующий сигнал и информация о месте нарушения целостности токопроводящего элемента незамедлительно поступят на диспетчерский пункта управления; – установка приборов учета газа во всех ПРГ; – установка приборов учета газа на линейной части сети газораспределения в местах ответвлений газопровода до групп близкорасположенных потребителей газа; – автоматическое определения разницы объемов газа, зафиксированных приборами учета газа, расположенными выше по потоку газа и приборами учета газа, расположенными ниже по потоку газа
Аварийные выбросы газа на объектах сетей газораспределения	<ul style="list-style-type: none"> – дистанционная передачи данных о давлении газа на источниках газоснабжения (ПРГ) и в точках сети газораспределения, оборудованных приборами измерения давления газа. – секционирование всех разветвлений газопроводов сети газораспределения; – применение в сетях газораспределения запорной арматуры, оснащенной приводами с функцией дистанционного управления; – установка приборов учета газа, датчиков для измерения температуры и давления (для ускорения поиска места аварии)
Арматура объектов сетей газораспределения	<ul style="list-style-type: none"> – применение новых видов оборудования, арматуры (например, шаровых кранов с необслуживаемыми сальниковыми камерами) и уплотнительных материалов (например, на основе фторопласта); – использование клапанов безопасности «ГазСтоп»;

Продолжение таблицы 5

Повреждения газопроводов и технических объектов СГР	<ul style="list-style-type: none"> – совершенствование материалов и оборудования, применяемого для пассивной и активной защиты от электрохимической коррозии газопроводов, своевременного нахождения повреждений изоляции, включая новые виды изоляционных материалов, современных конструкций катодных станций и приборной техники нового поколения на основе микропроцессоров; – переход на использование полиэтиленовых труб, не подверженных коррозии; – применение высокочувствительных газоанализаторов для проверки герметичности подземных газопроводов.
---	---

3.5 Сокращение потерь природного газа на стадии эксплуатации

Все мероприятия по сокращению потерь природного газа могут так же применяться и на стадии эксплуатации. Однако на стадии эксплуатации большее значение имеет проведение предупредительных профилактических мероприятий по мониторингу и техническому обслуживанию, позволяющих своевременное обнаруживать места утечек и принимать меры по их ликвидации.

Мониторинг технического состояния объектов СГР включается в себя:

- проверка состояния охранных зон газопроводов;
- технический осмотр (осмотр технического состояния) подземных и надземных газопроводов;
- техническое обследование подземных газопроводов;
- оценка технического состояния подземных и надземных газопроводов;
- техническое диагностирование подземных газопроводов.

Техническое обследование подземных газопроводов делится на плановое и внеплановое. Первое плановое техническое обследование

					Технологические потери природного газа в газораспределительных сетях	Лист 51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

полиэтиленовых и стальных газопроводов должно проводиться через 15 лет после ввода их в эксплуатацию. Последующие плановые технические обследования полиэтиленовых газопроводов должны проводиться не реже одного раза в 10 лет, стальных газопроводов – не реже одного раза в 5 лет. Техническое обследование участков стальных газопроводов, не обеспеченных минимальным защитным потенциалом, при их эксплуатации в зонах опасного действия источников блуждающих токов или в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью, включая биокоррозионную, должно проводиться не реже одного раза в год.

Плановое обслуживание проводится через сравнительно большие промежутки времени, а обоснования для внепланового обслуживания имеют очень узкую направленность. За этот промежуток времени потери природного газа могут достигать больших значения, что существенно отражается на балансе природного газа ГРО. В связи с этим авторами статьи [2] предлагается составление балансовых карт для анализа системы газораспределения на наличие утечек, а также в качестве одного из методов повышения эффективности технического мониторинга и обслуживания СГР,

Балансовая карта представляет собой статистическую карту, демонстрирующую контрольные границы возможного отклонения величины потерь при сведении баланса газа на отдельной ГРС или системе закольцованных ГРС.

При значительном отклонении от границ, обозначенных в балансовой карте, необходимо провести внеплановое техническое обследование.

Для построения балансовой карты нужно рассчитать среднее значение объема технологических потерь ($\overline{Q_{пт}}$) за расчетный период, а также нижнюю ($Q_{пт} - \sigma$), и верхнюю ($Q_{пт} + \sigma$) контрольные границы. Значение σ рассчитывается по формуле:

$$\sigma = \frac{\sqrt{\sum (Q_{пти} - \overline{Q_{пт}})^2}}{n - 1}, \quad (2)$$

					Технологические потери природного газа в газораспределительных сетях	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $Q_{\text{пгт}i}$ - показатели объема технологических потерь в течение расчетного периода, тыс. м³;
 n - количество суток в отчетном периоде.

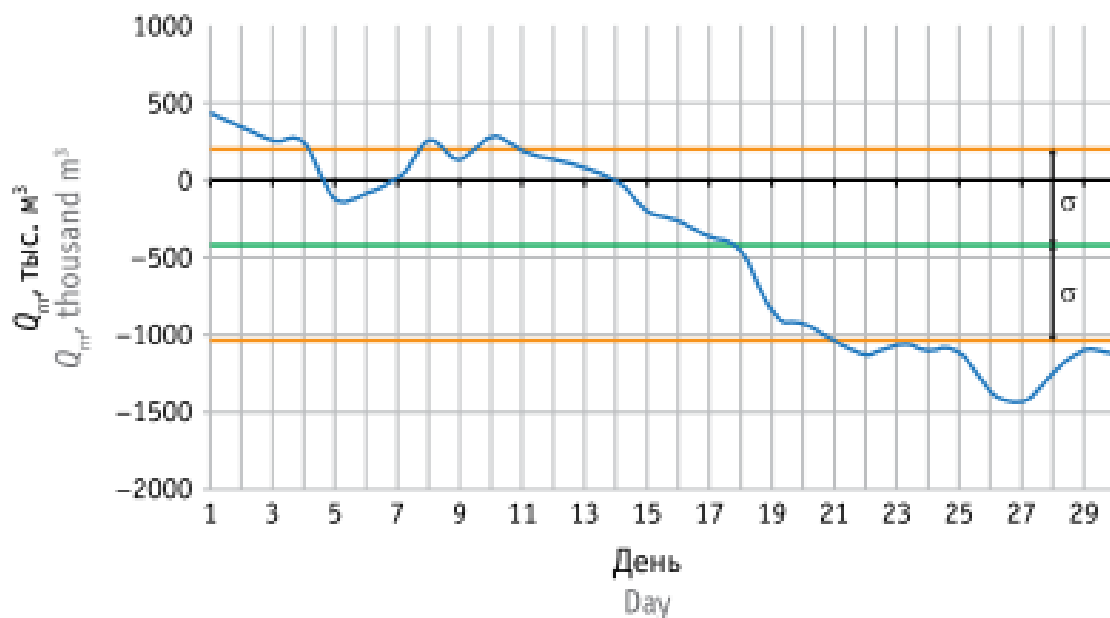


Рисунок 25 – Вид балансовой карты

4 Характеристика объекта исследования

Объектом исследования является участок газораспределительной сети, состоящий из полиэтиленового (ПЭ 80) тупикового газопровода среднего давления. Газопровод предназначен для подачи газа от ГРС к пяти пунктам, в роли которых могут выступать ГРУ или промышленные предприятия. Метод прокладки газопровода – подземный. Данный объект исследования является типовым участком, который встречается в схемах многих реальных газораспределительных сетей в их различных исполнениях.

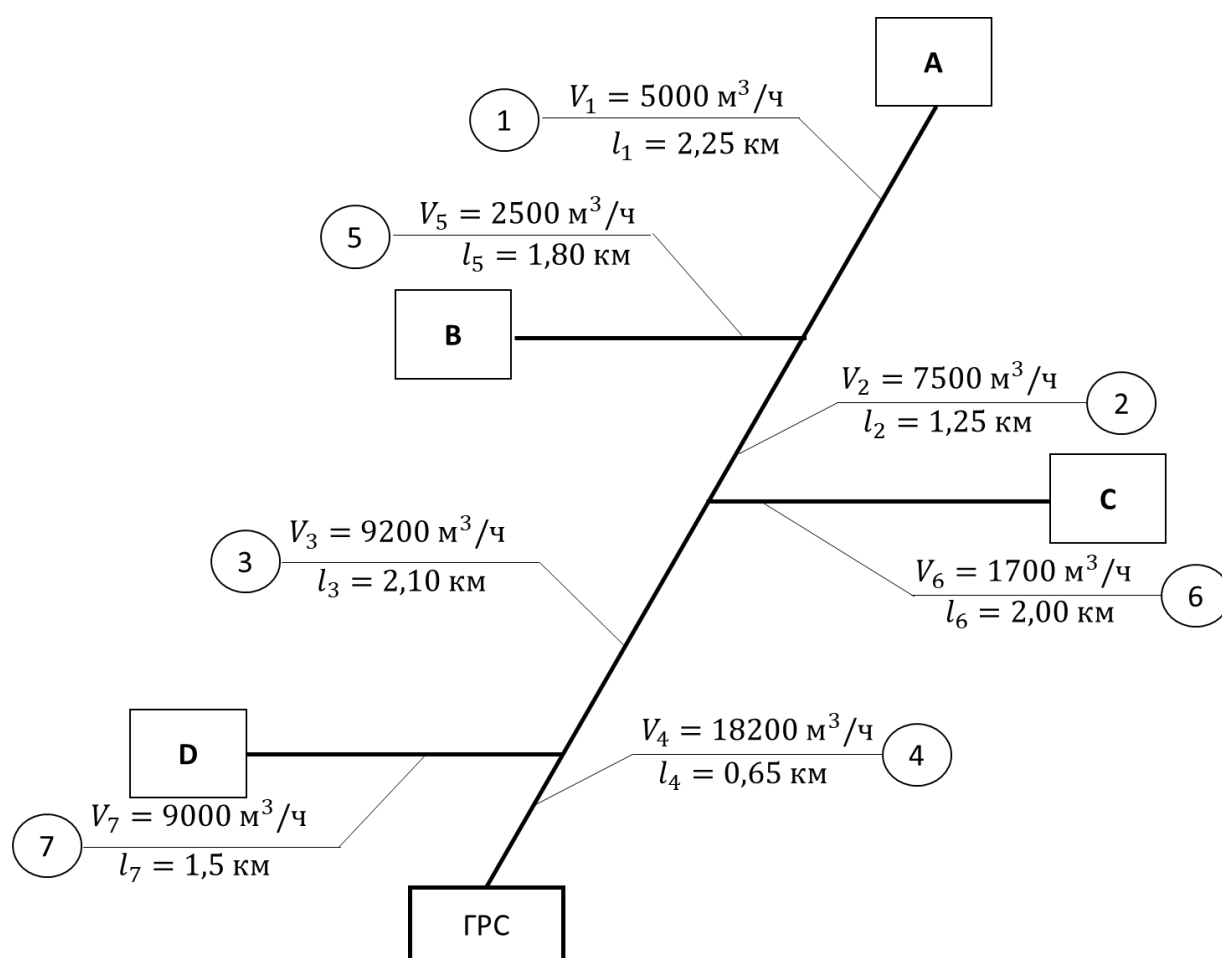


Рисунок 26 – Расчетная схема газораспределительной сети среднего давления

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Милованова А.В.			Характеристика объекта исследования			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.								54	105
Консульт.								ТПУ гр. 2Б6А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

5 Расчетная часть

5.1 Газодинамический (гидравлический) расчет

Цель расчета: определение условных диаметров каждой ветви газопровода для последующего присоединения других объектов СГР и удельных потерь давления

Исходные данные для расчета:

$$P_H = 0,4 \text{ МПа};$$

$$P_K = 0,25 \text{ МПа};$$

$$\rho_0 = 0,78 \text{ кг/м}^3$$

$$\nu = 12,9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

Методика расчета: Расчет производится по методике, представленной в [8] по алгоритму, приведенному на рисунке 27.

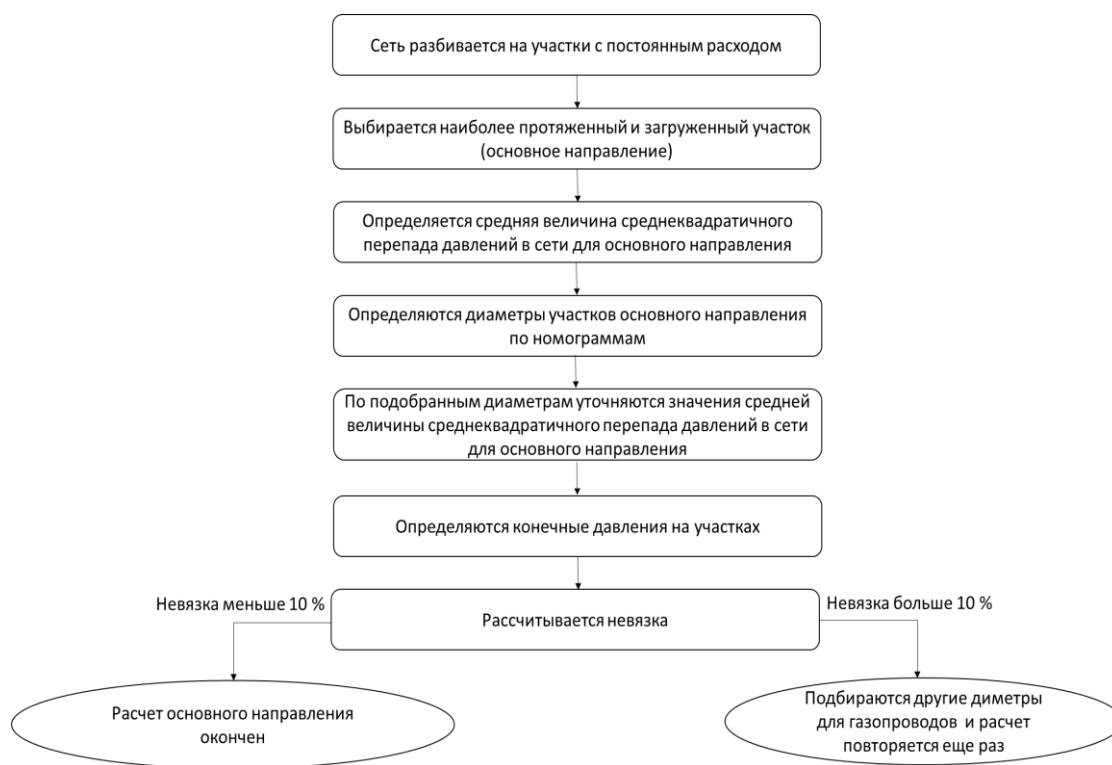


Рисунок 27 – Алгоритм расчета основного направления для газопровода среднего давления

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Милованова А.В.			Расчетная часть		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						Листов
Консульт.								55
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						105
					ТПУ гр. 2Б6А			

Аналогичный алгоритм используется и при расчете ответвлений. Если при расчете ответвлений невязка превышает 10 %, участок ответвления разбивается на два участка. Один из этих участков имеет подобранный диаметр, а второй – на шаг меньший.

Расчет:

В качестве основного направления выберем наиболее протяженный участок. В нашем случае это участок от ГРС до А (1-4). Его суммарная длина составляет:

$$\sum l = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 = 2,25 + 1,25 + 2,10 + 0,65 = 6,25 \text{ км}$$

Среднее значение среднеквадратического перепада давления $A_{\text{ср}}$ основного направления находится по формуле:

$$A_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{1,1 \cdot \sum l} \cdot \frac{0,73}{\rho_0}, \quad (3)$$

где $P_{\text{н}}$ - абсолютное давление в начале сети, МПа;

$P_{\text{к}}$ - абсолютное давления в конце сети, МПа.

Тогда среднее значение среднеквадратического перепада давления $A_{\text{ср}}$ основного направления будет равно:

$$A_{\text{ср}} = \frac{0,4^2 - 0,25^2}{1,1 \cdot 6,25} \cdot \frac{0,73}{0,78} = 0,013 \text{ МПа}^2/\text{км}$$

Расчетные часовые расходы на каждом участке равны:

$$V_{p4} = V_4 = 1820 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_{p3} = V_3 = 9200 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_{p2} = V_2 = 7500 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_{p1} = V_1 = 5000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Далее по номограмме [8] по расчетным значения V_p и $A_{\text{ср}}$ выберем диаметр и толщину стенки для участка 1 - 355 × 32,2.

Фактическое значение среднеквадратичного перепада давлений на первом участке находим по номограмме по известным значениям V_{p4} и $d_{\text{н}} \times \delta$: $A_{\text{уч4}} = 0,0088 \text{ МПа}^2/\text{км}$

					Расчетная часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим конечное давление на первом участке по формуле:

$$P_{ki} = \sqrt{P_{hi}^2 - 1,1 \cdot A_i \cdot l_i} = \sqrt{0,4^2 - 1,1 \cdot 0,0088 \cdot 0,65} = 0,3930 \text{ МПа} \quad (4)$$

Для остальных участков основного направления выполним аналогичные расчеты и результаты занесем в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов основного направления

Номер участка	V_p , м ³ /ч	l , Км	$d_n \times \delta$, мм	$d_{вн}$, м	$A_{уч}$, МПа ² /км	P_n , МПа	P_k , МПа
4	18200	0,65	355 × 32,2	0,2906	0,0088	0,4	0,3921
3	9200	2,10	280 × 25,4	0,2292	0,0143	0,3921	0,3474
2	7500	1,25	225 × 20,5	0,1840	0,0252	0,3474	0,2933
1	5000	2,25	200 × 18,2	0,1636	0,0090	0,2933	0,2525
Невязка составляет: $\sigma = (0,2525 - 0,25) \cdot 100 \% / 0,25 = 1 \% < 10 \%$							

Т.к. невязка при расчете основного направления не превышает допустимого, можно переходить к расчету ответвлений.

Расчетные часовые расходы на каждом участке ответвлений равны:

$$V_{p5} = V_5 = 2500 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_{p6} = V_6 = 1700 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_{p7} = V_7 = 9000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расчет ответвлений начнем с расчета участка 6.

Начальное давление на участке 6 равно давлению в конце второго участка основного направления: $P_n = P_n^2 = 0,3474 \text{ МПа}$

По формуле (3) фактическое значение среднеквадратичного перепада давлений на участке 6:

$$A_{уч} = \frac{0,3474^2 - 0,25^2}{1,1 \cdot 2,00} \cdot \frac{0,73}{0,78} = 0,025 \text{ МПа}^2/\text{км}$$

По номограмме выберем диаметр - 140 × 12,7.

Уточним фактическое значение среднеквадратичного перепада давлений на участке 6 для выбранного диаметра по номограмме: $A_{уч} = 0,0133 \text{ МПа}^2/\text{км}$.

Конечное давление на участке 6 по формуле (4) равно:

$$P_k = \sqrt{0,3474^2 - 1,1 \cdot 0,0133 \cdot 2,00} = 0,3024 \text{ МПа}$$

Невязка составляет:

$$\sigma = \frac{0,3024 - 0,25}{0,25} \cdot 100\% = 20,96\% > 10\%$$

Для того чтобы снизиться значение невязки разобьем участок 6 на два участка: 6' и 6'' с длинами 0,90 км и 1,1 км соответственно. Результаты расчета ответвлений с учетом уменьшения невязки отражены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов ответвлений

Номер участка	V_p , м ³ /ч	l , Км	$d_h \times \delta$, мм	$d_{вн}$, м	$A_{yч}$, МПа ² /км	P_h , МПа	P_k , МПа
Участок 5: $P_h = P_h^1 = 0,2933$ МПа; $A_{yч} = 0,011$ МПа ² /км							
5	2500	1,80	160 × 14,6	0,1308	0,0111	0,2933	0,2531
Невязка составляет: $\sigma = (0,2531 - 0,25) \cdot 100\% / 0,25 = 1,24\% < 10\%$							
Участок 6: $P_h = P_h^2 = 0,3474$ МПа; $A_{yч} = 0,025$ МПа ² /км							
6	1700	2,00	140 × 12,7	0,1146	0,0133	0,3474	0,3024
Невязка составляет: $\sigma = (0,3024 - 0,25) \cdot 100\% / 0,25 = 20,96\% > 10\%$							
6'	1700	0,9	125 × 11,4	0,1022	0,0338	0,3474	0,2953
6''	1700	1,1	140 × 12,7	0,1146	0,0133	0,2953	0,2667
Невязка составляет: $\sigma = (0,2667 - 0,25) \cdot 100\% / 0,25 = 6,68\% < 10\%$							
Участок 7: $P_h = P_h^3 = 0,3921$ МПа; $A_{yч} = 0,052$ МПа ² /км							
7	9000	1,5	225 × 20,5	0,1840	0,052	0,3921	0,2607
Невязка составляет: $\sigma = (0,2607 - 0,25) \cdot 100\% / 0,25 = 4,28\% < 10\%$							

Гидравлический расчет окончен.

5.2 Расчет полиэтиленового газопровода на прочность

Цель расчета: проверка газопровода на прочность при воздействии силовых и деформационных нагрузениях.

Исходные данные для расчета:

газопровод диаметром $d_e = 355$ мм, материал ПЭ 80, SDR 11;

максимальное рабочее давление в газопроводе $P = 0,4$ МПа;

минимальная температура стенок трубы при эксплуатации (температура эксплуатации) $t_e = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$;

температурный перепад $\Delta t = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$;

радиус упругого изгиба трубопровода $\rho = 16,0\text{ м}$;

сейсмические воздействия отсутствуют.

Методика расчета: Расчет производится в соответствии с СП 42-103-2003 [25] по алгоритму, представленному на рисунке 28.



Рисунок 28 – Алгоритма расчет полиэтиленового газопровода на прочность

Расчет:

Проверка прочности газопровода состоит в соблюдении следующих условий:

- при действии всех нагрузок силового нагружения (МПа):

$$\sigma_{прF} \leq 0,4 \cdot MRS, \quad (5)$$

где $\sigma_{прF}$ - продольное фибровое напряжение от силового нагружения, МПа;

MRS - минимальная длительная прочность, МПа.

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений:

$$\sigma_{\text{пр}NS} \leq 0,5 \cdot MRS, \quad (6)$$

где $\sigma_{\text{пр}NS}$ - продольное осевое напряжение от совместного силового и деформационного нагружений, МПа.

$$\sigma_{\text{пр}S} \leq 0,9 \cdot MRS, \quad (7)$$

где $\sigma_{\text{пр}S}$ - продольное фибровое напряжение от совместного силового и деформационного нагружений, МПа.

Минимальная длительная прочность определяется по формуле:

$$MRS = \frac{\text{ПЭ}}{10} = \frac{80}{10} = 8 \text{ МПа} \quad (8)$$

Значение продольного фибрового напряжения от силового нагружения определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}F} = \frac{2 \cdot \mu \cdot P}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1}, \quad (9)$$

где μ - коэффициент Пуассона материала труб;

P - рабочее давление, МПа;

SDR - стандартное размерное отношение.

Коэффициент Пуассона материала труб по СП 42-101-2003 принимается равным 0,43.

Тогда значение продольного фибрового напряжения от силового нагружения равно:

$$\sigma_{\text{пр}F} = \frac{2 \cdot 0,43 \cdot 0,4}{\left[1 - \frac{2}{11}\right]^{-2} - 1} = 0,697 \text{ МПа}$$

Значение продольного осевого напряжения от совместного силового и деформационного нагружений определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}NS} = \frac{2 \cdot \mu \cdot P}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1} - a \cdot E(t_e) \cdot \Delta t, \quad (10)$$

где a - коэффициент линейного теплового расширения материала труб, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$E(t_e)$ – модуль ползучести материала труб при температуре эксплуатации, МПа;

Δt - температурный перепад, °С.

Коэффициент линейного теплового расширения материала труб по СП 42-101-2003 принимается равным $2,2 \cdot 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Модуль ползучести материала труб для срока службы газопровода 50 лет принимается в зависимости от температуры эксплуатации по графику, приведенному в СП 42-101-2003 на рисунке 3, где напряжения в стенке трубы определяются по формуле:

$$\sigma = \frac{P \cdot (SDR - 1)}{2} = \frac{0,4 \cdot (11 - 1)}{2} = 2 \text{ МПа} \quad (11)$$

Модуль ползучести материала труб примем равным 250 МПа.

Тогда значение продольного осевого напряжения от совместного силового и деформационного нагружений равно:

$$\sigma_{прNS} = \frac{2 \cdot 0,43 \cdot 0,4}{\left[1 - \frac{2}{11}\right]^{-2} - 1} - 2,2 \cdot 10^{-4} \cdot 250 \cdot 10 = 0,147 \text{ МПа}$$

Значение продольного фибрового напряжения от совместного силового и деформационного нагружений определяется по формуле:

$$\sigma_{прS} = \frac{2 \cdot \mu \cdot P}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1} - a \cdot E(t_e) \cdot \Delta t + \frac{E(t_e) \cdot d_e}{2 \cdot \rho}, \quad (12)$$

где d_e – наружный диаметр газопровода, м;

ρ – радиус упругого изгиба трубопровода, м.

Значение продольного фибрового напряжения от совместного силового и деформационного нагружений равно:

$$\sigma_{прS} = \frac{2 \cdot 0,43 \cdot 0,4}{\left[1 - \frac{2}{11}\right]^{-2} - 1} - 2,2 \cdot 10^{-4} \cdot 250 \cdot 10 + \frac{250 \cdot 0,355}{2 \cdot 16} = 2,920 \text{ МПа}$$

Результаты прочностного расчета сведены в таблицу 8.

					Расчетная часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8 – Результаты расчета газопровода на прочность

Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
$\sigma_{\text{пр}F} = 0,697 \text{ МПа}$	$0,4 \cdot MRS = 3,2 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
$\sigma_{\text{пр}NS} = 0,147 \text{ МПа}$	$0,5 \cdot MRS = 4 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
$\sigma_{\text{пр}S} = 2,920 \text{ МПа}$	$0,9 \cdot MRS = 7,2 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется

5.3 Расчет объема технологических потерь природного газа при аварии на газопроводе, связанной с частичным раскрытием газопровода

Цель расчета: расчет объема выброса природного газа, а также объема газа, израсходованного на продувку и заполнение газопровода после устранения повреждения.

Исходные данные для расчета: В результате повреждения газопровода среднего давления на участке 5 образовалось отверстие $3 \times 4 \text{ см}$.

$$P_a = 273200 \text{ Па};$$

$$T_r = 10 \text{ }^\circ\text{C} = 283 \text{ К};$$

$$\tau = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ с};$$

$$d_y = 0,1308 \text{ м};$$

$$\rho_0 = 0,78 \text{ кг/м}^3;$$

$$x_n = 0,012$$

Методика расчета: расчет производится в соответствии с методикой, представленной в [26] по алгоритму, изображенному на рисунке 29.

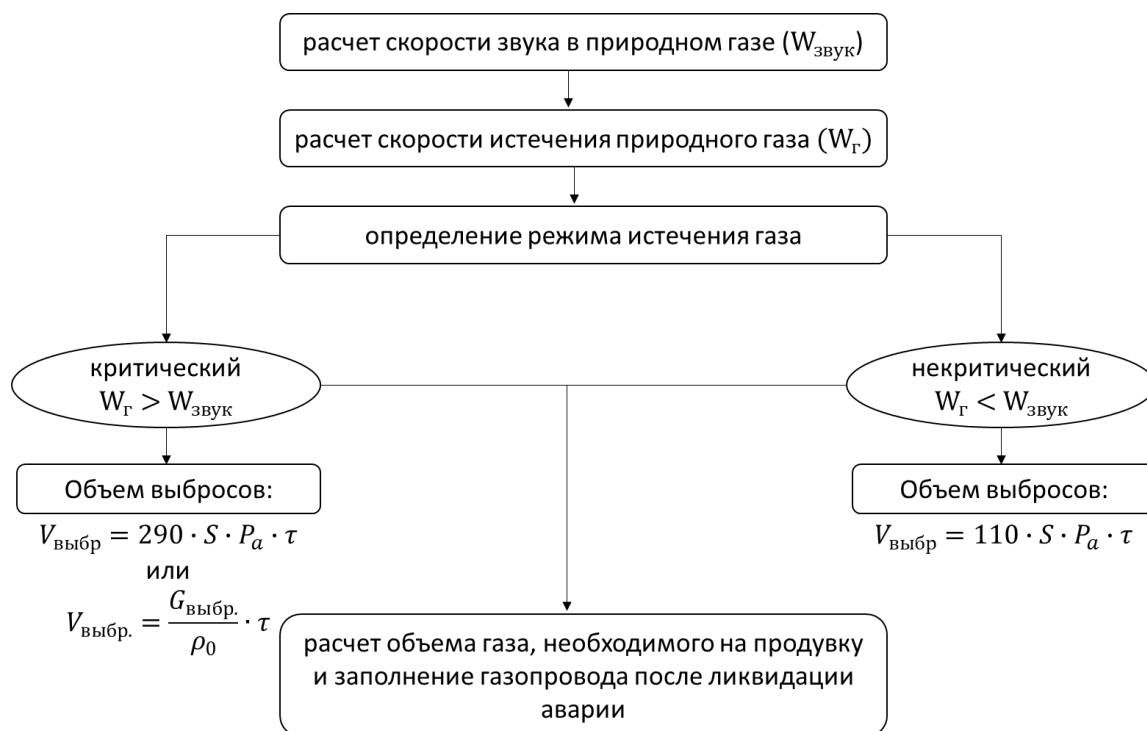


Рисунок 29 – Алгоритм расчет объема аварийных выбросов газа

Расчет:

Скорость звука в природном газе определяется по формуле:

$$W_{\text{звук}} = 18,591 \cdot \left(\frac{T_{\text{Г}} \cdot k \cdot Z}{\rho_0} \right)^{0,5}, \quad (13)$$

где $T_{\text{Г}}$ – температура газа, К;

k – показатель адиабаты;

Z – коэффициент сжимаемости газа;

ρ_0 – абсолютная плотность газа, кг/м³.

Показатель адиабаты рассчитывается по формуле:

$$k = 1,556 \cdot (1 + 0,074 \cdot x_n) - 3,9 \cdot 10^{-4} \cdot T_{\text{Г}} \cdot (1 - 0,68 \cdot x_n) - 0,20 \cdot \rho_0 + \left(\frac{P_a}{T_{\text{Г}}} \right)^{1,43} \cdot \left[384 \cdot (1 - x_n) \cdot \left(\frac{P_a}{T_{\text{Г}}} \right)^{0,38} + 26,4 \cdot x_n \right], \quad (14)$$

где x_n – молярная составляющая азота;

P_a – абсолютное давление газа, МПа.

Тогда показатель адиабаты равен:

$$k = 1,556 \cdot (1 + 0,074 \cdot 0,012) - 3,9 \cdot 10^{-4} \cdot 283 \cdot (1 - 0,68 \cdot 0,012) -$$

$$-0,208 \cdot 0,78 + \left(\frac{0,2732}{283}\right)^{1,43} \cdot \left[384 \cdot (1 - 0,012) \cdot \left(\frac{0,2732}{283}\right)^{0,38} + 26,4 \cdot 0,012\right] = 1,287$$

Коэффициент сжимаемости рассчитывается по формуле:

$$Z = 1 - ((10,2 \cdot P_a - 6) \cdot (0,00345 \cdot \Delta - 0,000446) + 0,015) \cdot (1,3 - 0,01444 \cdot (T_r - 283,2)) \quad (15)$$

где Δ - относительная плотность газа.

Относительная плотность вычисляется по формуле и равна:

$$\Delta = \frac{\rho_0}{1,2044} = \frac{0,78}{1,2044} = 0,6476 \quad (16)$$

Тогда коэффициент сжимаемости равен:

$$Z = 1 - ((10,2 \cdot 0,2732 - 6) \cdot (0,00345 \cdot 0,6476 - 0,000446) + 0,015) \cdot (1,3 - 0,01444 \cdot (283 - 283,2)) = 0,9879$$

Скорость звука в природном газе равна:

$$W_{\text{звук}} = 18,591 \cdot \left(\frac{283 \cdot 1,287 \cdot 0,9879}{0,78}\right)^{0,5} = 399 \text{ м/с}$$

Скорость истечения газа определяется по формуле:

$$W_r = \sqrt{2 \cdot \frac{k}{k-1} \cdot \frac{P_a}{\rho_\phi} \cdot \left[1 - \left(\frac{P_{\text{атм}}}{P_a}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]}, \quad (17)$$

где ρ_ϕ - фактическая плотность газа, кг/м³;

$P_{\text{атм}}$ - абсолютное атмосферное давление, Па.

Фактическая плотность газа определяется по формуле:

$$\rho_\phi = \rho_0 \cdot \frac{T_1 \cdot P_a}{T_r \cdot P_{\text{атм}} \cdot Z} \quad (18)$$

где T_1 - температура воздуха, К.

Фактическая плотность газа равна:

$$\rho_\phi = 0,78 \cdot \frac{293 \cdot 0,2732}{283 \cdot 0,101 \cdot 0,9879} = 2,211 \text{ кг/м}^3$$

Тогда скорость истечения газа равна:

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$W_{\Gamma} = \sqrt{2 \cdot \frac{1,287}{1,287 - 1} \cdot \frac{273200}{2,211} \cdot \left[1 - \left(\frac{101325}{273200} \right)^{\frac{1,287-1}{1,287}} \right]} = 469 \text{ м/с}$$

Т.к. скорость истечения газа больше скорости звука в природном газе, режим истечения принимается критическим.

Объем выброса природного газа определяется по формуле:

$$V_{\text{выбр.}} = \frac{G_{\text{выбр.}}}{\rho_0} \cdot \tau, \quad (19)$$

где $G_{\text{выбр.}}$ – удельное количество выбросов газа, кг/с;

τ – время выброса газа.

Удельное количество выбросов газа определяется по формуле:

$$G_{\text{выбр.}} = \varphi \cdot S \cdot W_{\text{кр}} \cdot \rho_{\phi}, \quad (20)$$

где φ – коэффициент, учитывающий снижение скорости;

S – площадь отверстия, м²;

$W_{\text{кр}}$ – скорость выброса газа из отверстия, м/с.

Скорость выброса газа из отверстия определяется по формуле:

$$W_{\text{кр}} = 20,5 \cdot \sqrt{\frac{T_{\Gamma}}{\rho_{\text{ог}}}}, \quad (21)$$

где $\rho_{\text{ог}}$ – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³.

Плотности газа приводится к нормальным условиям через соотношение:

$$\rho_{\text{ог}} = 1,07326 \cdot \rho_0 = 1,07326 \cdot 0,78 = 0,837 \text{ кг/м}^3 \quad (22)$$

Тогда скорость выброса газа равна:

$$W_{\text{кр}} = 20,5 \cdot \sqrt{\frac{283}{0,837}} = 378,3 \text{ м/с}$$

Удельное количество выбросов газа:

$$G_{\text{выбр.}} = 0,97 \cdot (0,03 \cdot 0,04) \cdot 378,3 \cdot 3,034 = 1,336 \text{ кг/с}$$

Тогда объем выбросов природного газа равен:

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{\text{выбр.}} = \frac{1,336}{0,78} \cdot 1800 = 3083 \text{ м}^3$$

Рассчитаем объем природного газа, необходимого на продувку и заполнение газопровода:

$$V_{\text{пр}} = 0,00357 \cdot V_{\text{п}} \cdot \frac{P_{\text{а}}}{T_{\text{г}}}, \quad (23)$$

где $V_{\text{п}}$ – объем полости газопровода, м^3 .

Объем полости газопровода рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{п}} = L \cdot \pi \cdot r^2, \quad (24)$$

где L – расстояние между отключающими устройствами, м.

Объем полости газопровода равен:

$$V_{\text{п}} = 1800 \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{0,1308}{2}\right)^2 = 24,187 \text{ м}^3$$

Тогда объем природного газа, необходимого на продувку и заполнение газопровода равен:

$$V_{\text{пр}} = 0,00357 \cdot 24,187 \cdot \frac{273200}{283} = 83,36 \text{ м}^3$$

Суммарный объем потерь природного газа при повреждении газопровода:

$$V_{\text{пот}} = 3083 + 83,36 = 3166,36 \text{ м}^3$$

5.4 Мероприятия по сокращению выбросов природного газа при авариях на газопроводе

Минимизировать потери природного газа при аварии можно сокращением времени идентификации появления аварии и уменьшением времени течения аварийного выброса.

Сократить время идентификации аварии можно использованием токопроводящих элементов, размещенных на полиэтиленовых газопроводах. При нарушении целостности токопроводящего элемента соответствующий сигнал и информация о месте нарушения поступают на диспетчерский пункт управления. Также в решении данной проблемы могут применяться приборы учета газа с дистанционной передачей данных, в которых автоматически

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

определяется разница объемов газа, зафиксированных приборами учета газа, расположенными выше по потоку газа и приборами учета газа, расположенными ниже по потоку газа.

Для уменьшения времени течений аварийного выброса может быть предложено секционирование линейной части газопровода и оснащение секций запорно-регулирующей арматурой с дистанционным управлением.

Также в качестве меры минимизации потерь природного газа на линейной части газопровода может использоваться система «газ-стоп», которая автоматически перекрывает поток газа при превышении допустимых значений расхода на заданном участке. Данная система имеет небольшое время срабатывания, что способствуют значительному снижению аварийных выбросов.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

6 Финансовые менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В условиях жесткой конкуренции производители товаров и услуг для идентификации целевых рынков и завоевания доверия потребителей предприятия обращаются к целевому маркетингу. Используя приемы целевого маркетинга, продавец выявляет основные сегменты рынка, выбирает один или несколько и только тогда, ориентируясь на конкретный сегмент, разрабатывает конкретный продукт и комплекс маркетинговых воздействий.

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Сеть газораспределения – уникальный технологический комплекс, который включает в себя объекты распределения газа. Такая система обеспечивает непрерывную поставку газа от ГРС до потребителей. В нашей стране программа газификации субъектов РФ осуществляется ПАО «Газпром» с 2001 года. Именно данной компанией осуществляется разработка проектов по газификации определенной территории, строительство сетей газораспределения на выбранной территории, а также контроль над эксплуатацией данных сетей. Вероятность выхода на рынок новой самостоятельной организации, претендующей на место уже существующего звена в цепи газового снабжения, сводится к минимуму, так как получить доступ к магистральным газопроводам можно только после согласия Газпром газораспределения (ГПГР), основной задачей которого является полный контроль над газораспределительной системой.

Одним из составляющих системы газоснабжения является

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Милованова А.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					68	105
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

газораспределительный пункт (ГРП) и сама сеть газораспределения, которые и будет являться продуктом. Целевым рынком будут являться газовые компании, в нашей стране таковое ПАО «Газпром». Критериями сегментирования рынка будут являться развитость региона, в котором непосредственно проектируется сеть газопроводов с ГРП, и сам процесс проектирования, состоящий из расчета пропускной способности ГРП, подбора оборудования ГРП, моделирования сети и анализа работы (рисунок 30).

		Этапы работ при проектировании		
		Расчет пропускной способности ГРП	Подбор оборудования ГРП	Моделирование схема газораспределения и анализ работы ГРП
Развитость региона	С развитой системой газопроводов и подключенные к Единой системе газоснабжения			
	С местной системой газоснабжения			
	С автономной газификацией			

	- крупные города		- ПГТ
--	------------------	--	-------

Рисунок 30 – Карта сегментирования рынка услуг по проектированию ГРП

В проектах по газификации крупных городов и поселков городского типа проектирование сетей газораспределения и установка ГРП занимает важное место. В зависимости от количества населения для каждого газорегуляторного пункта рассчитывается определенная пропускная

способность. На основе расчетов выбирается комплектация ГРП, а уже потом строится модель сети газораспределения с ГРП.

При газификации удаленных небольших поселков используется автономная газификация (использование баллонов, газгольдеров), поэтому нет необходимости в разработке сети и установке ГРП.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, так как рынки пребывают в постоянном движении. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 9).

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто-способность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _б	К _ф	К _{к1}	К _б
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,13	3	2	2	0,39	0,26	0,26
2. Ремонтопригодность	0,1	4	2	3	0,1	0,2	0,3
3. Надежность	0,12	3	3	3	0,36	0,36	0,36
4. Простота ремонта	0,1	3	2	1	0,3	0,2	0,1
5. Удобство эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6. Уровень шума	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Конкурентоспособность	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
3. Цена	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
4. Предлагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Послепродажное обслуживание	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
6. Наличие финансирования поставщикам	0,02	2	3	2	0,04	0,06	0,04
Итого	1	43	33	32	3,51	2,66	2,69

Б_ф – собственный проект ГРП;

Б_{к1} – проект ГРП от завода «Газмашпром»;

Б_б – проект ГРП от производителя «Альфа Газ»

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (25)$$

где K - конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i - балл i -го показателя.

По таблице видно, что предлагаемый проект является наиболее конкурентоспособным, так как обладает рядом преимуществ, например, удобство в эксплуатации, минимальный уровень шума, что обеспечивает наиболее благоприятные условия для работы операторов в помещении ГРП.

6.1.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научноисследовательский проект будет реализовываться. На первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

1. Сильные стороны проекта:

Это те факторы, которые показывают отличительное преимущество и являются особенными с точки зрения конкуренции.

2. Слабые стороны проекта:

Это недостатки или ограниченность проекта, которые препятствуют продвижению его на рынке.

2. Возможности:

Возможности предполагают ситуацию, тенденцию проекта, тем самым помогают проекту улучшить свою конкурентную позицию.

3. Угрозы проекта:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Угрозы представляют собой нежелательную ситуацию, тенденцию, которая несет разрушительный характер для проекта.

Результаты первого этапа представлены в табличной форме (таблица 10).

Таблица 10 – Матрица SWOT

Сильные стороны проекта	Слабые стороны проекта	Возможности	Угрозы
<p>С1. Экономичность технологии.</p> <p>С2. Повышение безопасности производства.</p> <p>С3. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p>Сл1. Трудность внедрения разработки.</p> <p>Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение разработки.</p>	<p>В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации.</p> <p>В2. Сокращение расходов.</p> <p>В3. Качественное обслуживание потребителей.</p>	<p>У1. Отсутствие спроса на новые производства.</p> <p>У2. Снижение бюджета на разработку.</p> <p>У3. Высокая конкуренция в данной отрасли.</p>

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 11, таблице 12, таблице 13, таблице 14.

Таблица 11 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		С1	С2	С3
	В1	+	+	+
	В2	+	-	+
	В3	-	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: В1С1С2С3, В2С1С2.

Таблица 12 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта			
Возможности проекта		Сл1	Сл2
	B1	-	0
	B2	+	-
	B3	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1.

Таблица 13 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	0	-
	У2	+	-	+
	У3	+	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У2С1С3, У3С1С2С3.

Таблица 14 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта			
Угрозы проекта		Сл1	Сл2
	У1	+	+
	У2	+	-
	У3	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и слабые стороны проекта: У1Сл1Сл2, У2Сл1, У3Сл1Сл2. В рамках третьего этапа составляем сводную итоговую матрицу SWOT– анализа (таблица 15).

Таблица 15 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Экономичность технологии. С2. Повышение безопасности производства. С3. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	Слабые стороны проекта: Сл1. Трудность внедрения разработки. Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение разработки.
Возможности: В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации. В2. Сокращение расходов. В3. Качественное обслуживание потребителей.	– Достижение повышения производительности оборудования ГРП. – Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении. – Своевременная поставка газа потребителям.	– Поиск заинтересованных лиц. – Принятие на работу квалифицированных специалистов. – Переподготовка имеющихся специалистов.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые производства. У2. Снижение бюджета на разработку. У3. Высокая конкуренция в данной отрасли.	– Доработка проекта. – Сложность в реализации проекта	– Приобретение необходимого оборудования опытного испытания. – Остановка проекта. – Проведение других проектов.

6.2 Планирование научно – исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;

- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. Задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Составление схем	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2 \cdot t_{maxi}}{5}, \quad (26)$$

где $t_{ожі}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы;

t_{mini} - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн..

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}, \quad (27)$$

где T_{pi} - продолжительность одной работы, раб.дн.;

$ч_i$ - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел..

Результаты расчетов будут представлены ниже в таблице 17.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{\text{кал}}, \quad (28)$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 $K_{\text{кал}}$ - коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (29)$$

где $T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году ($T_{\text{кал}} = 365$);

$T_{\text{вых}}$ - количество выходных дней в году ($T_{\text{вых}}=66$);

$T_{\text{пр}}$ - количество праздничных дней в году ($T_{\text{пр}} = 15$).

Тогда коэффициент календарности равен:

$$K_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округляем до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в таблице 17.

Таблица 17 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ, раб.дн., T_{pi}	Длительность работ в кал.дн., T_{ki}
	t_{min} , Чел-дни	t_{max} , Чел-дни	$t_{\text{ож}}$, Чел-дни			
Календарное планирование работ	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3

Продолжение таблицы 17






Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучения материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	13
Проектирование сети газораспределения и ГРП (схема)	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	3	5	3,8	Руководитель, исполнитель	6	8

По результатам таблицы 17 строим план - график, представленный в таблице 18.

Таблица 18 - Календарный план – график проведения НИР

№	Вид работ	Исполнители	Длитель- ность работ в кал.дн., T _{ki}	Продолжительность выполнения работ											
				Февраль		Март			Апрель			Май			
				1	2	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Календарное планирование работ	Руководитель, Исполнитель	3	<div><div></div></div>											
2	Составление и утверждение тех. Задания	Руководитель	3	<div><div></div></div>											
3	Подбор и изучения материалов по теме	Исполнитель	16			<div><div></div></div>									

Продолжение таблицы 18

4	Согласование материалов по теме	Руководитель	8										
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	13										
6	Проектирование сети газораспределения и ГРП (схема)	Исполнитель	9										
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель	3										
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель	8										
		- руководитель							- исполнитель				

6.3 Бюджет научно – технического исследования (НТИ)

6.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование

Материальные затраты включают затраты на изготовление опытного образца. Для газификации небольшого поселка с длиной газораспределительной сети, равной 4600 м, и с расчетом, что стоимость стальных труб за тонну составляет 42000 рублей, вычисляем стоимость газораспределительной сети $S_1 = 42000 \text{ руб.} \cdot 80 \text{ т.} = 3360000 \text{ рублей}$. Так же все необходимое спецоборудование для ГРП и затраты на его приобретение представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование	Количество, шт.	Цена за шт., руб.
Комплект труб	1	3360000
Регулятор давления РД -80-64	1	75451

Продолжение таблицы 19

Предохранительный запорный клапан ПКН-80	1	26614
Предохранительный сбросной клапан ПСК-80	1	25616
Фильтр сетчатый Ду 80	1	36193
Иное комплектующее оборудование	-	270000
Итого	-	3793874 (при исполнении 1) 4325680 (при исполнении 2) 4560300 (при исполнении 3)

6.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Трудоемкость, чел.- дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.– раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	20	24	28	2890	2890	2890	53800	69360	80920
Исполнитель	37	43	39	1126	1126	1126	41662	48418	43914
Итого							99460	117770	136090

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{п} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (30)$$

где $З_{осн}$ - основная заработная плата;

$З_{доп}$ - дополнительная заработная плата (12-20 % от основной заработной платы).

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = T_p \cdot З_{дн}, \quad (31)$$

где T_p - продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$З_{дн}$ - среднедневная заработная плата работника, руб..

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot M}{F_d} = \frac{51413 \cdot 10,4}{185} = 2890 \text{ руб.}, \quad (32)$$

где $З_{м}$ - месячный должностной оклад работника, руб.;

M - количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d - действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн..

Таблица 21 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные, праздники)	118	118

Продолжение таблицы 21

Потери рабочего времени (отпуск, не выходные по болезни)	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 23264 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 51413, \quad (33)$$

где $З_{\text{тс}}$ - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ - премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ - коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ - районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $З_{\text{тс}}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{\text{с1}} = 600$ руб. на тарифный коэффициент $k_{\text{т}}$ и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 22 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$З_{\text{тс}}$, тыс.руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб.дн.	$З_{\text{осн}}$, тыс.руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2890	20	53,8
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1126	37	41,66
Итого								99,46

Таблица 23 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс.руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, тыс.руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2890	24	69,36
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1126	43	48,41
Итого								117,77

Таблица 24 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс.руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, тыс.руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2890	28	80,92
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1126	49	55,17
Итого								136,09

6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп1} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 53800 = 6994 \text{ руб.} \quad (34)$$

$$Z_{доп2} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \text{ руб.,}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{доп1} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 69360 = 9016,8 \text{ руб.,}$$

$$Z_{доп2} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \text{ руб.}$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{доп1} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 80920 = 10519,6 \text{ руб.,}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$З_{\text{доп2}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \text{ руб.}$$

6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб (рук.)}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot (53800 + 6994) = 16475 \text{ руб.} \quad (35)$$

$$З_{\text{внеб (исп.)}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot (41660 + 5416) = 12757 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{внеб}}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%. В таблице 25 отражены все отчисления во внебюджетные фонды.

Таблица 25 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	53800	69360	80920	6994	9016,8	10519,6
Исполнитель проекта	41660	48410	55170	5416	5416	5416
Козф. отчислений во внебюджетные фонды	0,271					
Итого:						
Исполнение 1	Исполнение 2			Исполнение 3		
29232	21240+14586=35826			24780+16418=41198		

Также существуют накладные расходы, которые учитывают прочие затраты организации, например, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые расходы, затраты на приобретение бумаги и другой канцелярии.

6.3.5 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)	Примечание
Материальные затраты	3793874	4325680	4560300	
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	99460	117770	136090	
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12410	14432,8	15935,6	
Отчисления во внебюджетные фонды	29232	35826	41198	
Прочие расходы	20000	20000	20000	
Бюджет затрат НТИ	3954976	4513708,8	4773523,6	Сумма ст. 1-5

6.4 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его

нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (36)$$

где Φ_{pi} - стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для варианта исполнения 1 имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{3954976}{4773523,6} = 0,828$$

Для варианта исполнения 2 имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{4513708,8}{4773523,6} = 0,946$$

Для варианта исполнения 3 имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{4773523,6}{4773523,6} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля). Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (37)$$

где a_i - весовой коэффициент разработки;

b_i - балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Исполнение 1	Исполнение 2	Исполнение 3
Безопасность	0,1	5	4	4
Удобство в эксплуатации	0,15	4	4	5
Срок службы	0,15	5	3	3
Ремонтопригодность	0,15	4	3	4
Надежность	0,25	4	4	3
Материалоемкость	0,15	5	4	3
Итого	1	4,2	3,5	3,25

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{\text{рискп1}} = 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,2$$

Аналогично рассчитываем показатель для 2-го и 3-его исполнения.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{испи}}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{испи}} = \frac{I_{\text{рискпи}}}{I_{\text{испи}}^{\text{финр}}} \quad (38)$$

$$I_{\text{исп1}} = 5,07; I_{\text{исп2}} = 3,7; I_{\text{исп3}} = 3,25$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{срi}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{срi}} = \frac{I_{\text{испи}}}{I_{\text{испmin}}} \quad (39)$$

$$\mathcal{E}_{\text{cp1}} = 1,56; \mathcal{E}_{\text{cp2}} = 1,13; \mathcal{E}_{\text{cp3}} = 1$$

Таблица 28 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,828	0,946	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,2	3,5	3,25
3	Интегральный показатель эффективности	5,07	3,7	3,25
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,56	1,13	1

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Заключение по разделу

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с оплатой труда руководителя и исполнителя. Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данная проектная разработка экономически выгодна.

7 Социальная ответственность

Целью данной ВКР является рассмотрение основных составляющих сети газораспределения и определение способов повышения эффективности эксплуатации газораспределительных сетей. Исследовательская часть работы представляет газодинамический расчет тупиковой сети среднего давления, расчет газопровода среднего давления на прочность, а также расчет объема технологических потерь природного газа при аварии вследствие повреждения газопровода.

Объектом исследования в данном разделе является газораспределительная сеть, которая является одним из элементов Единой системы газоснабжения. При эксплуатации газораспределительных сетей (СГР) необходимо помнить, что СГР относится к взрывоопасным объектам в соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [27]. В связи с этим, к СГР применяются особые требования промышленной безопасности, в результате которых обеспечивается снижение или полное исключение вреда на организм человека и окружающую среду.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Режим рабочего времени и времени отдыха работников устанавливается в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Конкретная продолжительность ежедневной работы (смены) определяется с учетом характера и специфики производства, а также условий труда [28].

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Милованова А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					89	105
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Сети газораспределения могут обслуживаться как постоянным, так и вахтовым методом. Продолжительность работы при 5-ти дневной рабочей неделе составляет 8 часов в сутки. Продолжительность рабочего времени при вахтовом методе работы составляет 12 часов в сутки. Для женщин и мужчин, работающих в районах Крайнего Севера при работе вахтовым методом, устанавливается пониженная норма часов в год: 1728 часов в год для женщин, 1920 часов для мужчин (из расчета 36-часовой и 40-часовой рабочей недели соответственно).

В течение рабочего дня (смены) сотрудникам предоставляется перерыв для отдыха и питания не более двух часов и не менее 30 минут.

Всем сотрудникам предоставляются ежегодные оплачиваемые отпуска продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере (ТК РФ Статья 147. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда).

При расчете оплаты труда в районах Крайнего Севера учитываются районные коэффициенты и процентные надбавки к заработной плате. Работникам ПАО «Газпром» районный коэффициент к заработной плате устанавливается в следующих размерах:

- на объектах, расположенных южнее Полярного круга – 1,7;
- на объектах, расположенных севернее Полярного круга – 1,

Работникам, работающим в районах Крайнего Севера, выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в указанных районах (предельный размер процентной надбавки к заработной плате – 80%).

Каждый час работы в ночное время оплачивается в повышенном размере по сравнению с работой в нормальных условиях.

Всем сотрудникам компании предоставляются следующие льготы и компенсации:

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ежегодная компенсация стоимости выделенных санаторно-курортных, туристических и других путевок (не более одного раза в год);
2. доплата сверх размера пособия по временной нетрудоспособности;
3. выплата единовременного пособия работникам, увольняющимся по любым основаниям (кроме увольнения за виновные действия) по достижении возраста, дающего право на пенсию по старости.

При обслуживании СГР оператор выполняет свои трудовые обязанности как сидя, так и стоя.

Сидячее рабочее место оператора состоит из рабочего стола, рабочего стула или кресла, а также может быть оборудовано компьютером и средствами связи.

Конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы (ГОСТ 12.2. 032-78) [29]. Рабочее место с дисплеем должно обеспечивать оператору возможность удобного выполнения работ в положении сидя и не создавать перегрузки костно-мышечной системы.

При работе стоя организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела, работающего или наклон его вперед не более чем на 15° (ГОСТ 12.2.033-78) [30].

7.2 Производственная безопасность

Факторы, которые могут воздействовать на организм человека, подразделяют на опасные и вредные.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 ОПФ и ВПФ подразделяются на физические, биологические, химические и психофизиологические. В таблице

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

29 представлены основные вредные и опасные производственные факторы при обслуживании и эксплуатации СГР.

Таблица 29 – Опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Строительство	Эксплуатация	
Опасные производственные факторы				
Повышенный уровень шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [31]
Электрический ток	-	+	+	ГОСТ 12.1.045-84 [32] ГОСТ 12.1.002-84 [33] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [34]
Пожаровзрывоопасность	-	-	+	ГОСТ 12.1.004-91 [35] ГОСТ 12.1.010-76 [36]
Вредные производственные факторы				
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [37]
Образование паров вредных веществ в рабочей зоне	-	-	+	ГН 2.2.5.3532-18 [38]
Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	+	+	СП 52.13330.2016 [39] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [40]

7.2.1 Анализ вредных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 под микроклиматом производственных помещений понимается метеорологические условия внутри помещений, которые определяются действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплового излучения [41].

Высокая температура способствует ускоренному утомлению работника, может стать причиной перегрева, теплового удара. Низкая температура может также негативно влиять на организм человека, она может вызвать охлаждение организма, простудное заболевание или даже обморожение. Подвижность воздуха увеличивает теплоотдачу организма, она имеет положительное значение при высоких температурах и отрицательное –

при низких. Низкая влажность может стать причиной пересыхания слизистых оболочек дыхательных путей.

При проведении работ на открытом воздухе правила безопасности предусматривают мероприятия по защите персонала от неблагоприятных климатических условий: оснащение специальной одеждой и обувью (СИЗ); обустройство рабочего места навесами, тентом, козырьками; оборудование специальных помещений, целью которых является обогрев рабочих в зимнее время и отдых от жары в летнее.

Образование паров вредных веществ в рабочей зоне

Опасность и вредность работы на СГР обусловлена составом природного газа, протекающего по трубам.

Углеводороды, входящие в состав природного газа, образуют с воздухом воспламеняющиеся и взрывоопасные смеси, а повышенная концентрация углеводородов в рабочей зоне создают санитарно-токсикологическую опасность для здоровья обслуживающего персонала. Согласно ГН 2.2.5.3532-18 ПДК газа природного (метан CH_4 99%) в воздухе рабочей зоне производственных помещений равна 7000 мг/м^3 . При концентрациях выше ПДК газ вызывает раздражение слизистых оболочек глаза, отравление, асфиксию и потерю сознания [38].

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим в соответствии с ГОСТ 12.4.034-2001 [42] выдается спец. одежда, спец. обувь, СИЗ органов дыхания: фильтрующие и изолирующие, например, респираторы, противогазы различных марок в зависимости от места работ (в закрытых помещениях, колодцах используются противогазы изолирующего типа ПШ-1, ПШ-2). другие средства индивидуальной защиты

Повышенный уровень шума

Основным источником шума при эксплуатации и обслуживании оборудования СГР являются трубопроводы, вентиляторы, запорная и регулирующая арматура.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Шум на рабочем месте неблагоприятно воздействует на работников: снижается их внимание, увеличивается расход энергии при одних и тех же физических нагрузках, поэтому снижается производительность труда и качество выполняемой работы [43].

Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных категорий рабочих мест служебных помещений, является ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 [31] допустимый уровень шума составляет 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБ.

С целью защиты органов слуха и нервной системы, в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80, применять следующие средства [44]: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и костюмы. На предприятиях должен быть обеспечен контроль уровней шума на рабочих местах не реже чем один раз в год.

7.2.2 Анализ опасных факторов

Электробезопасность

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний

В электрической цепи значение параметра напряжения должно удовлетворять ГОСТ 12.1.019 – 2009 [34] и быть в свою очередь не более 50 мА.

Электрооборудование в помещениях предприятия должно отвечать требованиям правил устройства электроустановок. Все контрольно-

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

измерительные приборы и щиты управления должны быть заземлены независимо от применяемого напряжения согласно ГОСТ 12.4.124-83 [45]. Оборудование и контрольно-измерительные приборы, системы сигнализации и блокировки должны иметь надписи с указанием определяемых параметров и их предельных значений.

Средства индивидуальной защиты тела, рук и ног должны быть антиэлектростатическими в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83 [45].

Предусмотреть молниезащиту сооружений в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Пожаровзрывобезопасность

Пожарная опасность СГР, как правило, составляют трубопроводы, работающие под давлением от 0,3 до 1,2 МПа.

Также основными источниками опасности могут являться: оборудование, работающее под высоким давлением; большое число фланцевых соединений, сварных стыков - наиболее вероятных мест утечек взрывопожароопасных продуктов; необходимость проведения газоопасных работ; обслуживание оборудования в ночное время и при неблагоприятных метеорологических условиях.

На всех технологических объектах газораспределительных сетей должны быть установлены датчики системы пожарной сигнализации о наличии вредных веществ или признаков пожара, которые автоматически включают вытяжные вентиляторы и выдают световые и звуковые сигналы.

7.3 Экологическая безопасность

Деятельность любого промышленного предприятия в той или иной степени представляет опасность как для его работников, так и для окружающей природной среды. Именно поэтому, для обеспечения безопасности граждан и окружающей среды, государство законодательно регулирует деятельность промышленных предприятий.

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Анализ воздействия на атмосферу (выбросы)

В период эксплуатации СГР источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются различные вентиляционные трубы технологических установок и агрегатов, свечи и другое.

Мероприятия по защите атмосферы включают в себя проверку оборудования на прочность и герметичность; соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования, своевременную замену уплотнений оборудования и запорной арматуры, использование системы контроля загазованности.

Охрана приземного слоя атмосферы от загрязнения вредными выбросами также обеспечивается высотой свечи и дымовых труб, при которой происходит их рассеивание в верхних слоях атмосферы [36].

Анализ воздействия на гидросферу (стоки)

Основным источником загрязнения гидросферы являются сточные воды от бытовых помещений СГР. Для защиты гидросферы следует соблюдать определенные требования и прибегать к превентивным мерам:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

Анализ воздействия на литосферу (отходы)

Всевозможные твердые бытовые и строительные отходы (ТБО и ТСО), образующиеся при строительстве и эксплуатации СГР, подлежат селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках в соответствии с проектом нормативов образования и лимитов размещения отходов и передаче на утилизацию специализированным организациям в соответствии с заключенными договорами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

7.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации возникают на производстве в результате различных аварий. Как правило, они сопровождаются разрушениями оборудования и других материальных ценностей, человеческими травмами и жертвами, а также пагубно влияют на природу [20].

Для газовой промышленности характерны следующие производственные аварии: пожары; взрывы; аварийные выбросы газа и токсичных технологических реагентов.

К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести: резкое повышение эксплуатационного давления трубопровода; полное отключение электроэнергии; прорыв газа. При резком повышении эксплуатационного давления газопровода срабатывает предохранительный запорный клапан (ПЗК), который прекращает подачу газа. Подача газа по данной линии возможна при устранении неполадок.

На случай полного отключения электроэнергии возможен перевод на аварийное электроснабжение установок, который производится автоматически либо вручную.

Аварийная остановка распределения газа по распределительным сетям при утечке/ порыве газа производится в следующей последовательности: остановка технологической нитки; сброс давления с участка, на котором произошел прорыв газа; вызов пожарной команды; устранение дефекта.

Пример чрезвычайной ситуации – взрыв бытового газа. Причиной таких взрывов может являться либо неисправность газовой сети установки, либо нарушение техники безопасности эксплуатации бытового газа.

План действий в результате возникшей ЧС:

1. оповещение диспетчера о возникновении аварийной ситуации и вызов аварийных служб;
2. перекрытие запорной арматуры с целью отключения подачи газа в здание;

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. взаимодействие и решение вопросов с ответственным лицом органа МЧС России по эвакуации граждан (при необходимости) из опасной зоны;
4. оказание первой помощи пострадавшим;
5. работы по тушению очагов пожара;
6. проведение работ по демонтажу участка сети газопотребления, находящегося в зоне взрыва;
7. выполнение работ по ликвидации последствий аварии;
8. аварийно-восстановительные работы;
9. восстановление подачи газа и проверка на герметичность.

В качестве мер предупреждения возникновения данной чрезвычайной ситуации можно выделить периодическую проверку работоспособности измерительной аппаратуры (в частности газоанализаторов), систем оповещения об аварийной ситуации; периодическую проверку герметичности газопроводов, газоиспользующего оборудования и своевременное определение, и устранение утечек газа.

Условия работы по обслуживанию сетей газораспределения, особенно в регионах Крайнего севера, неблагоприятны для человека, поэтому создана нормативно-правовая база, обеспечивающая социальную защищенность работников.

Помимо неблагоприятных условий труда существуют опасные и вредные производственные факторы, которые оказывают влияние на здоровье и трудоспособность работников.

Заключение по разделу

Сети газораспределения, работающие при давлении свыше 0,005 МПа, являются опасным производственным объектом, деятельность которого может нанести ущерб окружающей среде. Надёжность и безопасность эксплуатации газораспределительных сетей должны обеспечиваться:

1. периодическим контролем состояния технологического оборудования и систем;

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. поддержанием их в исправном состоянии за счёт своевременного выполнения ремонтно-профилактических работ;
3. своевременной модернизацией и реновацией морально и физически изношенных оборудования и систем;
4. соблюдением требований к зоне минимальных расстояний до населённых пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений;
5. своевременным предупреждением и ликвидацией отказов.

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В выпускной квалификационной работе:

- выполнен аналитический обзор нормативно-технической документации по проектированию и эксплуатации сетей газораспределения, на основе которого определены основные объекты, входящие в состав СГР;
- на основе проведенного литературного обзора выделены направления повышения эффективности эксплуатации сетей газораспределения, основным из которых является сокращение технологических потерь природного газа;
- определены основные источники технологические потери и предложены методы их минимизации как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации;
- произведен гидравлический расчет газопровода среднего давления, в ходе которого определены диаметры основной магистрали и всех ответвлений, а также потери давления для обеспечения заданного выходного давления;
- произведен расчет полиэтиленового газопровода на прочность при действии всех нагрузок силового нагружения и при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений, в результате которого определено, что все условия прочности выполняются;
- произведен расчет объема технологических потерь природного газа при аварии на пятом участке газопровода, связанной с частичным раскрытием газопровода, в результате которого объем выбросов природного газа составляет 3083 м^3 , а общий объем технологических потерь с учетом объема газа, необходимого на продувку и заполнение газопровода составляет $3166,36 \text{ м}^3$;

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Милованова А.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					100	105
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- предложены мероприятия по сокращению потерь природного газа по вышеуказанному источнику потерь (аварии);
- рассмотрены вопросы промышленной безопасности и охраны труда, выделены основные опасные и вредные производственные факторы и предложены мероприятия по снижению их воздействия;
- представлено технико-экономическое обоснование выбора пункта редуцирования газа с учетом затрат на научно-исследовательские работы, затрат на специальное оборудования, затрат на выплату основных и дополнительных зарплат руководителям и исполнителям, страховых отчислений, определена ресурсоэффективность каждого отдельного проекта, на основе которой выбрано наиболее эффективное и конкурентоспособное исполнение.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

Список использованных источников

1. Демчук В. Ю., Доронин М. С. Газораспределительные системы: возможности повышения энергетической эффективности. // Инженерные системы. АВОК – Северо-Запад. – 2015. – Вып. № 2. – С. 60-64.
2. Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С. Сокращение потерь природного газа в системе газораспределения за счет применения балансовых карт. // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – № 1–2. – С. 12–20.
3. А. Л. Шурайц, М. С. Недлин, Д. А. Коробченко. Концепция проектной минимизации разбаланса природного газа в сетях газоснабжения населенных пунктов. // Инновационная деятельность. – 2018. – № 4. – С. 50-61.
4. Постановление N 870 Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 года.
5. СТО Газпром РД 2.5-141-2005 Газораспределение. Термины и определения.
6. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.
7. Колибаба О.Б., Никишов В.Ф., Ометова М.Ю. Основы проектирования и эксплуатации систем газораспределения и газопотребления: Учебное пособие. – 2-е изд., стер. – СПб.: Издательство «Лань», 2017. – 204 с.: ил. – (Учебник для вузов. Специальная литература).
8. Шибеко А.С. Газоснабжение: учебное пособие / А.С. Шибеко. – Санкт-Петербург: Лань, 2019. – 520 с. – (Учебник для вузов. Специальная литература). – Текст: непосредственный.
9. Недлин М.С., Вольнов Ю.Н., Хомутов А.О., Коробченко Д.А. Классификация объектов сетей газораспределения (СГР). // КАНТ. – 2011. – С. 108-110.

					Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных сетей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Милованова А.В..			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					102	105
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

10. СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы.
11. ГОСТ Р 55474-2013 Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 2. Стальные газопроводы.
12. ГОСТ Р 56019-2014 Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования.
13. ГОСТ Р 53865-2019 Системы газораспределительные. Термины и определения.
14. ГОСТ 24856-2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения.
15. Рогачев А.Г., Рыбкин Д.Е. Применяемые технологии, материалы и оборудование - факторы влияния на снижения объем потерь природного газа. // Газовая промышленность. – 2018. – Вып. №2. – С. 44-51.
16. ГОСТ 54983-2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация.
17. Крымский В.Г., Жалбеков И.М., Имильбаев Р.Р., Юнусов А.Р. Автоматизация управлениями технологическими процессами в газораспределительных сетях: проблемы, тенденции и перспективы. // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2013. – Вып. № 2. – С. 70-79.
18. Карев В.Н. Объекты сервиса нефтегазовой отрасли. Газораспределение: учебное пособие / В.Н. Карев, А.Б. Голованчиков, С.М. Леденев, В.Н. Кривко, А.Н. Сидоров, А.В. Рыбалкин; ВолгГТУ. – Волгоград, 2015. – 246 с.
19. Власичев В.Г. Газораспределение: итоги и перспективы. // Газ России. – 2014. – Вып. 4. – С. 8-11.
20. Колобов Д.С., Рыбкин Д.Е. Поиск утечек газа на сетях газораспределения, основанные на новых принципах. // Газовая промышленность. – 2019. – Вып. № 3. – С. 64-67.
21. Аралов Е.С., Тульская С.Г., Склярков К.А., Бугаевский П.О. Анализ статистических данных по аварийности в системах газоснабжения. //

Градостроительство, инфраструктура, коммуникации. – 2019. – Вып. № 1.
– С. 9-14.

22. Чиликин А.Ю. Анализ риска возникновения аварий на газораспределительных сетях. // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергосбережения. – 2019. – Вып. № 1. – С. 217-222.
23. Вишнякова П.В., Ефрмова Т.В. Анализ основных причин замены ПРГ при реконструкции сетей газораспределения. / Актуальные вопросы в науке и практике. – 2018. – С. 108-114.
24. СТО Газпром газораспределение 2.8-2013 Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Методика расчета эффективности энергосберегающих и инновационных мероприятий при разработке и реализации программ ОАО Газпром газораспределение.
25. СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов.
26. Саликов А.Р. Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам: магистральные газопроводы, наружные газопроводы, внутридомовые газопроводы / А.Р. Саликов – М: «Инфа-Инженерия», 2015. – 112 с.: [б.и.].
27. Федеральный закон. О промышленной безопасности опасных производственных объектов от 21.07.1997. №116–ФЗ.
28. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
29. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
30. ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
31. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

					Список использованных источников	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 32.ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
- 33.ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
- 34.ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 35.ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Пожарная безопасность. Общие требования.
- 36.ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Взрывобезопасность. Общие требования.
- 37.СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
38. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
39. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
40. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
41. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
42. ГОСТ 12.4.034-2001 (ЕН 133-90). ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка.
43. Амелькович Ю.А. Безопасность жизнедеятельности – Томск, 2010. – 236 с.
44. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
45. ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества.
Общие технические требования.
46. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (Техносферная безопасность): Учебник. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 682 с.

					Список использованных источников	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		